МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество

АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

кафедра Электрические станции сети и системы

«Допущен к защите»
Заведующий кафедрой _____
(Ф.И.О., ученая степень, звание)
_____ «____»_____ **20**____ **г.**
(подпись)

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

На тему: Расширение ПС 35/10 кВ "Акжайнар" Жамбылских электрических сетей АО "АЖЭС"

Специальность 5В071800 - Электроэнергетика

Выполнил (а) Зауребекова Д. С. Эу-13 (В)
(Фамилия и инициалы) группа

Научный руководитель Улбетгулов Е. К.
к. т. н., доцент
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

Консультанты:
по экономической части:
Жакупов А. А. к. э. н., профессор
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ «3» 05 2016 г.
(подпись)

по безопасности жизнедеятельности:
Байзакова С. Т. старший преподаватель
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ «5» 05 2016 г.
(подпись)

Нормоконтролер: Тергеусизова М. А. доцент.
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ «_____»_____ 20___ г.
(подпись)

Рецензент: Сохиева З. Б. магистр, начальник службы АО "НЭТС".
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ «_____»_____ 20___ г.
(подпись)

Алматы 2016 г.

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество

АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

Факультет Электроэнергетики
Специальность 5В071800 - Электроэнергетика
Кафедра Электрические станции, сети и системы

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломного проекта

Студент Заурбекова Дамира Сапарбековна
(фамилия, имя, отчество)

Тема проекта Расширение ПС 35/10 кВ "Акжайнар" Жамбылских электрических сетей АО "АПК"

утверждена приказом ректора № 49 от «08» апреля 2016 г.

Срок сдачи законченной работы «30» мая 2016 г.

Исходные данные к проекту требуемые параметры результатов проектирования (исследования) и исходные данные объекта

1. Карта-схема электрических сетей Жамбылских электрических сетей.
2. Расчет электрических сетей и выбор трансформатора.
3. Существующие схемы ПС "Акжайнар"
4. Параметры электрооборудование подстанции "Акжайнар"
5. Расчет токов короткого замыкания.

Перечень подлежащих разработке дипломного проекта вопросов или краткое содержание дипломного проекта:

1. Инженерно-технические расчеты.
2. Технико-экономическое сравнение вариантов схемы сети.
3. Повышенное требование к надежности электроснабжения.
4. Принятая схема электроснабжения ПС, выбранное силовое оборудование; предложенное схемы релейной защиты и автоматики.
5. Экономическая часть.
6. Безопасность жизнедеятельности.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

1. Карта-схема
2. Существующие схемы электрических соединений
3. Схема замещения для расчетов токов короткого замыкания.
4. Выбор оборудования трансформаторной подстанции
5. Релейная защита.
6. Дифференциальная защита трансформатора.
7. Технико-экономические показатели.
8. Охрана труда и техника безопасности.

Рекомендуемая основная литература

1. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций.
2. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования.
3. Рациональные стандарты АУЖС.
4. Баканов М.Н., Шеремет А.Д. Теория экономического анализа. Финансы и статистика
5. Васильев Г.А., Крючков И.П. Электрическая часть станций и подстанций.

Консультанты по проекту с указанием относящихся к ним разделов

Раздел	Консультант	Сроки	Подпись
БЖД	Байзакова С.Т.	5.05.2016г.	
Экономическая часть	Жакупов А.А.	3.05.2016г.	

ГРАФИК
подготовки дипломного проекта

№ п/п	Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления руководителю	Примечание
1	Сбор материалов	25.01.2016г.	
2.	Выбор трансформатора	02.02.2016г.	
3.	Расчет токов короткого замыкания	20.02.2016г.	
4.	Выбор оборудования	23.02.2016г.	
5.	Безопасность жизнедеятельности	18.04.2016г.	
6.	Экономическая часть	05.05.2016г.	
7.	Готовый проект	30.05.2016г.	

Дата выдачи задания «30» мая 2016 г.

Заведующий кафедрой _____ Улбетгулов Е.К.
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Руководитель _____ Улбетгулов Е.К.
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Задание принял к исполнению
студент _____ Заурбекова Д.С.
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Аңдатпа

Дипломдық жұмыста электрлік жүктемелердің өсуіне байланысты 35/10 кВ «Аққайнар» ҚС кеңейту сұрақтары қарастырылады. Сонымен бірге, 10 кВ тарату тораптарындағы электрлік жүктемелерге есептеу жүргізілген, кернеуі 35/10 кВ трансформаторлардың қуаты және негізгі қосылулардың сұлбасы таңдалған. ҚС электр жабдықтарын және оның релелік қорғанысын таңдау үшін қысқы тұйықталу токтары есептелінген.

Қауіпсіздік техникасына қатысты сұратар мен өртке қарсы іс шаралар қарастырылған, сонымен қатар ҚС жерлендіру есептелінген.

Экономикалық бөлімде экономикалық көрсеткіштер есептелінген және жобаның өтелімділік мерзімі анықталған.

Аннотация

В связи с увеличением электрической нагрузки в дипломной работе рассмотрены вопросы расширения подстанции ПС 35/10 кВ «Аккайнар». При этом проведен расчет электрических нагрузок в распределительных сетях 10кВ, выбраны мощности трансформаторов напряжением 35/10 кВ и составлена главная схема соединений. Для выбора электрооборудования на подстанцию и разработки ее релейной защиты проведены расчеты токов короткого замыкания.

Освещены вопросы техники безопасности и противопожарных мероприятий, выполнен расчет заземления подстанции.

В экономической части проведены расчеты экономических показателей и определены сроки окупаемости проекта.

Annotation

In connection with the increase of the electric loading in diploma work the questions of expansion of substation of PS 35/10 are considered kV «Akkaynar». The calculation of the electric loadings is thus conducted in the distributive networks of 10kV, powers of transformers are chosen by tension 35/10 kV and the main chart of connections is made. For the choice of electrical equipment on substation and developments of its relay defence the calculations of currents of short circuit are conducted. The questions of accident and fire-prevention measures prevention are lighted up.

Содержание

стр.

Введение…….. 6
1 Краткая характеристика района и системы электроснабжения..... 7
2 Расчет электрических сетей 10 кВ и выбор трансформатора…….. 9
2.1 Расчет электрических нагрузок в распределительных сетях 10кВ…..…. 9
2.2 Выбор силовых трансформаторов напряжением 35/10 кВ …….. 12
2.3 Определение потерь напряжения в трансформаторе…… 13
2.4 Расчет сечений проводов сети 10 кВ…….. 15
2.5 Составление таблицы отклонения напряжения……. 16
3. Расчет токов короткого замыкания……18
4. Выбор оборудования трансформаторной подстанции…… 34
5. Релейная защита…… 45
5.1 Защита трансформаторов 10/0,4 кВ со стороны 10 кВ……. 45
5.2 Защита ВЛ-10 кВ…….. 46
5.3 Защита трансформатора напряжением 35/10 кВ…… 53
5.4 Дифференциальная защита трансформатора …… 55
5.5 Газовая защита……... 56
6. Применение ограничителей перенапряжений…….. 57
7. Технико-экономические показатели проекта……65
8. Охрана труда и техника безопасности……. 75
8.1 Защита подстанции от прямого удара молнии и атмосферных перенапряжений …… 75
8.2 Расчет заземляющего устройства подстанции…….. 77
Заключение …… 81
Список литературы …… 82

Введение

Повсеместно нарастающий интенсивный физический износ распределительных сетей напряжением 110 кВ и ниже по причине их естественного старения без надлежащей замены, большой удельный вес отработавшего нормативный ресурс и морально устаревшего электротехнического оборудования приводят к деградации и интенсивному истощению сетевого потенциала системы электроснабжения территорий. Отказы в работе распределительных сетей – конечного элемента системы электроснабжения повлечет за собой катастрофические последствия для экономики и населения страны.

Централизованное электроснабжение сельского хозяйства осуществляется от районных энергосистем. Наибольшее распространение в сельской местности получили электрические сети напряжением 35 и 10 кВ. Плотность электрической нагрузки сельских сетей относительно мала по сравнению с городскими сетями. Она зависит от плотности населения сельских районов, объема и характера производства, а также от уровня внедрения электрической энергии в сельскохозяйственные производственные процессы и быт населения.

В условиях рыночной экономики образовались множество крестьянских (фермерских) хозяйств, малых и средних предприятий по переработке сельскохозяйственной продукции и организации услуг населению, стихийно созданы станции технического обслуживания и ремонта, сеть частных магазинов и пунктов питания и другие объекты, которые в различной степени электрифицированы. Это привело к значительному росту электрических нагрузок, особенно в Южных областях Казахстана. Дефицит электроэнергии в энергосистеме области по данным экспертов в 2012 году достиг 380 МВА.

В связи с этим, в последние годы многие трансформаторные подстанции не могут обеспечить требуемую пропускную способность по мощности электрических нагрузок сельского хозяйства.

Следует преодолевать накопившуюся технологическую отсталость в системе распределения электроэнергии. Восстановление электросетевых сооружений должно базироваться на широком использовании новой прогрессивной техники и современных технологий при полном учете прогнозируемого платежеспособного спроса и ожидаемых потоков электроэнергии. Должны применяться долговечные строительные элементы, оборудование повышенной надежности и аппараты с увеличенным коммутационным ресурсом.

Таким образом на современном этапе развития сельской электроэнергетики важным вопросом является расширение трансформаторных подстанций, особенно распространенных ТП 35/10 кВ, и решение вопросов повышения надежности электроснабжения.

1 Краткая характеристика района и системы электроснабжения

Поселок Аккайнар Жамбылского района Алматинской области находится примерно в 50 км от г. Алматы. Климат в районе континентальный: в летнее время средняя температура воздуха достигает + 22^{o} С, а в зимнее время - 10^{o} С. Рельеф местности предгорный, местами равнинный.

Вокруг территории рассматриваемого поселка имеются пашни и другие сельскохозяйственные угодья. Из воздушных линий преобладают ВЛ-35 кВ и ВЛ-10 кВ. Относительно недалеко проходят воздушные линии напряжением 110 и 220 кВ.

Количество грозовых дней наблюдается несколько дней в весенний период. Гололедные явления практически не имеют место. Средняя скорость ветра υ=14 м/сек. Основной вид почвы – суглинок.

Электроснабжение п. Аккайнар, в том числе множества мелких частных предприятий (заправочных станций, СТО, магазинов и т.п.) и введенной в строй молочно-товарной фермы на 200 коров, осуществляется от трансформаторной подстанции ПС-142А «Аккайнар» напряжением 35/10 кВ.

На рисунке 1.1 приведена электрическая схема района расположения поселка «Аккайнар».

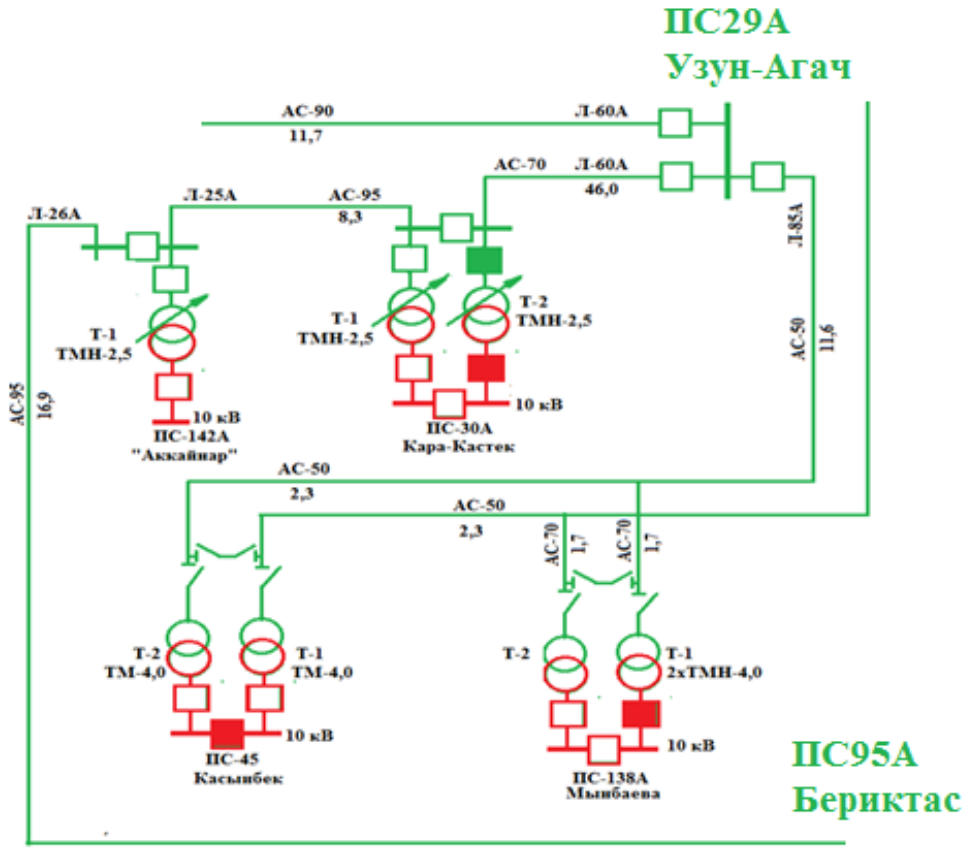


Рисунок – 1.1 Схема электроснабжения п. Аккайнар

Из рисунка 1.1 видно, что рассматриваемая трансформаторная подстанция 35/10 кВ «Аккайнар» имеет двухстороннее питание: с одной стороны от узловой трансформаторной подстанции ПС-110/35/10 кВ «Узун-Агач», а с другой от подстанции ПС-110/35/10 кВ «Бериктас». Протяженность линии от ближайшей узловой подстанции ПС-95А «Узун-Агач» составляет примерно 50 км. Линия выполнена проводами АС-95 на железобетонных опорах. Линия, питающая проектируемую подстанцию, является одноцепной на напряжение 35 кВ. На подстанции установлен один силовой трансформатор с номинальной мощностью 2500 кВА.

От подстанции ПС-142А отходит 4 воздушные линии электропередачи (Ф-1, Ф-2, Ф-3 и Ф-4) напряжением 10 кВ. Общая протяженность воздушной линии электропередачи 10 кВ, отходящих от проектируемой подстанции, составляет примерно l = 60 км.

От каждого фидера распределительной линии получают питание примерно 10…12 трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ с суммарной установленной мощностью примерно 1500 кВА.

Недостатками существующей схемы электроснабжения являются:

- ПС-35/10 кВ «Аккайнар» не обеспечивает надежность электроснабжения потребителей из-за изношенности основного электрооборудования и наличия только одного силового трансформатора;

- питающая сеть 35 кВ и распределительные сети напряжением 10 кВ, построенные в 70-х годах имеют малую пропускную способность и не обеспечивают нормативного отклонения напряжения на вводе.

В связи с изложенным в рассматриваемом проекте будут решаться следующие вопросы по повышению надежности и обеспечению качественного уровня напряжения.

На вводе потребителей:

- установка второго дополнительного силового трансформатора 35/10 кВ;

- замена масляных выключателей на РУ-10 кВ на вакуумные;

- замена имеющихся разрядников на ограничители перенапряжений (ОПН).

2 Расчет электрических сетей 10 кВ и выбор трансформатора

2.1 Расчет электрических нагрузок в распределительных сетях 10 кВ

Расчет дневных электрических нагрузок на участках ВЛ 10 кВ проводят по формуле (1.2):

$$S_д = k_0 \sum_{i=1}^{n} S_{дi} \quad (2.1)$$

Аналогично, расчет вечерних электрических нагрузок на участках ВЛ 10 кВ проводят по формуле:

$$S_в = k_0 \sum_{i=1}^{n} S_{вi} \quad (2.2)$$

Если нагрузки потребителей отличаются более чем в 4 раза, то расчетные дневные и вечерние нагрузки производятся по формулам:

$$S_д = S_{д\,max} + \sum_{i=1}^{n} S_{дi} \quad (2.3)$$

$$S_в = S_{в\,max} \sum_{i=1}^{n} S_{вi} \quad (2.4)$$

где $S_{дi}$, $S_{вi}$ - максимальная дневная и вечерняя электрические нагрузки i-й ТП 10/0,4 кВ, кВА;

$S_{дmax}$, $S_{вmax}$ – наибольшая из суммарных дневных и вечерних электрических нагрузок;

$\Delta S_{дi}$, $\Delta S_{вi}$ – добавки к мощностям, определяемые для меньшей суммируемой нагрузки (1.3);

$к_о$ - коэффициент одновременности, определяемый по (2.3).

Расчет электрических нагрузок на фидере №1

Расчетная схема электроснабжения по фидеру №1 (Ф-1) представлена на рисунке 2.1, где указаны расчетная дневная (числитель) и вечерняя (знаменатель) нагрузки и номинальные мощности ТП 10/0,4 кВ. От этой линии питаются как производственные, так и коммунально-бытовые потребители.

Расчет ведем отдельно для дневного и вечернего максимумов электрических нагрузок.

Расчет дневного максимума нагрузок Ф-1

$$S_{д7–10}=0,9(S_{д11}+S_{д10})=0,9(60+95)=139,5 \text{ кВА};$$

$$S_{д7–8}=0,9(S_{д8}+S_{д9})=0,9(140+90)=207 \text{ кВА};$$

$$S_{д6–7}=0,85(S_{д7–8}+S_{д7–10}+S_{д7})=0,85(207+139,5+92)=373 \text{ кВА};$$

$$S_{д3-6}=0,9(S_{д6–7}+S_{д6})=0,9(373+210)=525 \text{ кВА};$$

$$S_{д3–4}=0,9(S_{д4}+S_{д5\,5})=0,9(130+125)=230 \text{ кВА};$$

$$S_{д2–3}=0,9(S_{д3–6}+S_{д3–4})=0,9(525+230)=680 \text{ кВА};$$

$$S_{д1–2}=S_{д2–3}+\Delta S_{д2}=680+67=747 \text{ кВА};$$

$$S_{д0–1}=S_{д1–2}+\Delta S_{д1}=747+67=814 \text{ кВА};$$

Расчет вечернего максимума нагрузок Ф -1

$$S_{в7–10}=0,9(S_{в11}+S_{в10})=0,9(80+70)=135 \text{ кВА};$$

$$S_{в7–8}=0,9(S_{в8}+S_{в9})=0,9(120+80)=180 \text{ кВА};$$

$$S_{в6–7}=0,85(S_{в7–8}+S_{в7–10}+S_{в7})=0,85(180+135+75)=331,5 \text{ кВА};$$

$$S_{в3–6}=0,9(S_{в6–7}+S_{в6})=0,9(331,5+190)=469 \text{ кВА};$$

$$S_{в3–4}=0,9(S_{в5}+S_{в4})=0,9(95+110)=184,5 \text{ кВА};$$

$$S_{в2–3}=0,9(S_{в3–6}+S_{в3–4})=0,9(469+184,5)=588 \text{ кВА};$$

$$S_{в1–2}=S_{в2–3}+\Delta S_{в2}=588+51=639 \text{ кВА};$$

$$S_{в0–1}=S_{в1–2}+\Delta S_{в1}=639+52=691 \text{ кВА};$$

Аналогичные расчеты проведены для остальных фидеров. Максимальные расчетные дневные и вечерние нагрузки всех 4-х фидеров ВЛ-10кВ приведены в таблице 2.1.

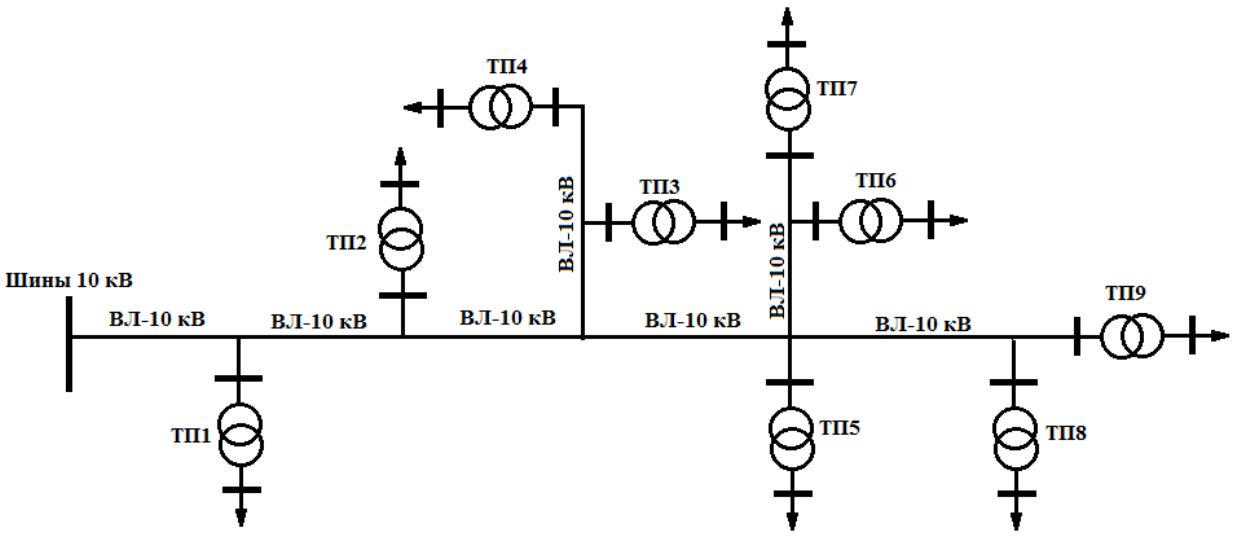


Рисунок 2.1 Расчетная схема электрической сети 10 кВ Ф-1

Таблица 2.1 - Электрические нагрузки фидеров

Наименование фидера	Максимальная расчетная нагрузка, кВА		Среднее значение cosφ	
	Дневная	Вечерняя	Дневное	Вечернее
Фидер Ф-1	814	691	0,76	0,82
Фидер Ф-2	1241	1041	0,76	0,82
Фидер Ф-3	669	558	0,76	0,82
Фидер Ф-4	759	644	0,76	0,82
Расчетная мощность на ПС 35/10 кВ	3066	2564		

Значение среднего cosφ принято из (6). Суммирование нагрузок линий ведется отдельно для дневного и вечернего максимумов с учетом добавок мощности.

Расчетную нагрузку линий на конец расчетного периода принимают с учетом коэффициента динамики роста, который согласно (1.2) равен $k_р$ =1,3.

$$\sum S_д = S_д ф_2 + \Delta S_д ф_1 + \Delta S_д ф_3 + S_д ф_4 = 1241 + 665 + 540 + 620 = 3066 \text{ кВА};$$

$$\sum S_в = S_в ф_2 + \Delta S_в ф_1 + \Delta S_в ф_3 + \Delta S_в ф_4 = 1041 + 555 + 448 + 520 = 2564 \text{ кВА}.$$

Максимальная расчетная мощность ПС 35/10 кВ равна 3066 кВА (дневной максимум).

2.2 Выбор силовых трансформаторов напряжением 35/10 кВ

В целях обеспечения необходимой надежности электроснабжения потребителей предусмотрим на ПС-35/10 кВ «Аккайнар» установку двух

трансформаторов. Для двухтрансформаторной подстанции номинальная мощность трансформатора S выбирается из следующего условия (2.5):

$$S_н = \frac{S_р}{k_п} \qquad (2.5)$$

где $S_р$ - максимальная расчетная мощность ПС, кВА (S=3066 кВА)

$k_п$ - коэффициент перегрузки трансформатора ($k_п \leq 1{,}4$).

Данные условия принимаются в соответствии с нормами технологического проектирования: при аварийном отключении одного из трансформаторов второй должен с 40%-ой перегрузкой обеспечить питание всех потребителей подстанции:

$$S_н \geq \frac{3066}{1{,}4} \geq 2190 \text{ кВА}.$$

Принимаем к установке дополнительно второй трансформатор мощностью:

$$S_{н.т} = 2500 \text{ кВА}$$

Определяем перегрузку трансформатора в аварийном режиме:

$$k_п = \frac{S_р - S_н}{S_н} \cdot 100 = \frac{3066 - 2500}{2500} \cdot 100 = 22{,}6\% .$$

что меньше допустимого значения, равного 40%

22,6 %<40 %

Паспортные данные трансформатора [7]:

- тип трансформатора, ТМН;
- номинальная мощность, $S_{н.т}$ =2500 кВА;
- номинальное напряжение, $U_{вн}$ =35 кВ; $U_{нн}$ =11 кВ;
- напряжение короткого замыкания, $U_к$ =6,5 %;
- схема и группа соединения обмоток, Δ/Y ;
- потери мощности при холостом ходе, $P_{хх}$ =5,1 кВт;
- потери мощности в обмотках, $P_{кз} = 25{,}5$ кВт;
- ток холостого хода, $I_{хх}$ =1,4 %;
- вид переключений ответвлений – РПН;
- пределы регулирования и количество ступеней: ±6·1,5.

2.3 Определение потерь напряжения в трансформаторе

Потери напряжения в двухобмоточном трансформаторе 35/10 кВ определяется из выражения:

$$\Delta U_т\% = \beta(U\cos\varphi + U\sin\varphi) \qquad (2.6)$$

где β - коэффициент загрузки трансформатора:

$\beta = \frac{S_р}{2 \cdot S_{нт}}$ - для двухтрансформаторной подстанции;

где: $S_р$ - расчетная мощность на шинах 10 кВ ПС 35/10 кВ, кВА;

$S_{н.т}$ - номинальная мощность трансформатора, кВА:

$$\beta = \frac{3066}{2 \cdot 2500} = 0{,}6$$

Активная составляющая напряжения короткого замыкания:

$$\Delta U_а\% = \frac{P_{кз}}{S_{н.т}} \cdot 100 = \frac{25{,}5 \cdot 100}{2500} = 1{,}02\%$$

где $P_{кз}$ - потери мощности в обмотках трансформатора 35/10 кВ, кВт.

Реактивная составляющая напряжения короткого замыкания:

$$\Delta U_р\% = \sqrt{U_а^2} - U_а^2 = \sqrt{6{,}5^2 - 1{,}02^2} = 6{,}42\%$$

где $U_к\%$ - напряжение короткого замыкания.

Тогда:

$$\Delta U_т\% = 0{,}6(1{,}02 \cdot 0{,}8 + 6{,}42 \cdot 0{,}6) = 3{,}0\ \%$$

Потери напряжения в трансформаторах напряжением 10/0,4 кВ принимаем (приблизительно) равной - 4% при максимальной нагрузке, то есть 100%, и 1% при минимальной нагрузке, то есть 25% нагрузке.

2.4 Расчет сечений проводов 10 кВ

Сечение проводов ВЛ-10 кВ, согласно (1), выбирается по экономическим интервалам с последующей проверкой по потере напряжения. При выборе сечения проводов ВЛ используют табличные данные (1.3). Сечение проводов зависит от нагрузки, района климатических условий,

материала опор и предлагаемого темпа увеличения нагрузки. Климатические условия в районе проектирования подстанции следующие:

- толщина стенки гололеда – в=5 мм;
- скорость ветра - $\upsilon = 21$ м /с;
- тип опор – железобетонные.

Расчет выбора сечения провода ведется в следующей последовательности:

1. Определяют расчетную мощность участка S_p;

2. По таблицам (1.5) определяется сечение проводов для каждого отдельно взятого участка ВЛ;

3. Для выбранных сечений проводов при максимальных расчетных нагрузках на конец расчетного периода определяют потери напряжения;

4. При выборе сечения проводов необходимо учитывать существующие нормы технологического проектирования (2.8);

5. По условиям надежности электроснабжения сельскохозяйственных потребителей на магистралях ВЛ-10 кВ рекомендуется принимать провод АС-70, а на отпайках АС-35.

Выбор сечения проводов и проверка их по допустимым потерям напряжения на фидерах Ф-1, Ф-2, Ф-3 и Ф-4 приведены, соответственно, в таблицах 2.2, 2.3, 2.4 и 2.5.

Таблица 2.2 – Проверка по допустимым потерям на Ф-1

Номер расчетного участка	Расчетная мощность, S_p, кВА	Длина участка, км	Марка и сечение провода	Потери напряжения,%	
				На участке	От шин 10 кВ
0-1	814	0,8	АС-70	0,26	0,26
1-2	747	0,5	АС-70	0,21	0,47
2-3	680	0,6	АС-70	0,2	0,67
3-4	230	0,7	АС-35	0,14	0,81
4-5	125	0,5	АС- 35	0,14	0,95
3-6	525	0,6	АС-70	0,17	1,12
6-7	373	0,8	АС-70	0,2	1,32
7-8	207	0,5	АС-35	0,19	1,51
7-10	139,5	1,0	АС-70	0,16	1,67
10-11	80	0,8	АС-35	0,12	1,79

Максимальные потери напряжения на ВЛ-10 кВ фидера Ф-$\Delta U_{max} = 1{,}79\%$.

Максимальные потери напряжения на ВЛ-10 кВ фидера 2 для наиболее удаленной точки составили $\Delta U_{max} = 2{,}17\%$.

Таблица 2.3 – Проверка по допустимым потерям на Ф-2

Номер расчетного участка	Расчетная мощность, S_p, кВА	Длина участка, км	Марка и сечение провода	Потери напряжения,%	
				На участке	От шин 10 кВ
0-1	1241	0,8	АС-70	0,43	0,43
1-2	1139	1,0	АС-70	0,39	0,82
2-3	134	0,5	АС-35	0,1	0,92
2-5	851	0,8	АС-70	0,35	1,27
5-6	726	0,8	АС-70	0,28	1,55
6-7	268	1,0	АС-35	0,15	1,7
6-10	539	0,8	АС-70	0,19	1,89
10-11	306	0,5	АС-35	0,14	2,03
10-13	293	0,8	АС-70	0,14	2,17

Таблица 2.4 – Проверка по допустимым потерям на Ф-3

Номер расчетного участка	Расчетная мощность, $S_р$, кВА	Длина участка, км	Марка и сечение провода	Потери напряжения,%	
				На участке	От шин 10 кВ
0-1	669	1,1	АС-70	0,35	0,35
1-2	99	0,5	АС-35	0,09	0,44
1-4	595	0,8	АС-70	0,31	0,75
4-5	122	0,8	АС-35	0,1	0,85
4-7	504	0,8	АС-70	0,3	1,05
7-8	209	0,9	АС-35	0,25	1,3
7-10	351	0,7	АС-70	0,16	1,46
10-11	136	1,0	АС-35	0,1	1,56
10-13	254	1,0	АС-70	0,17	1,73
13-14	140	0,8	АС-35	0,1	1,83
13-16	142	1,0	АС-70	0,09	1,92
16-17	60	0,5	АС-70	0,05	1,97

Максимальные потери напряжения на ВЛ-10 кВ фидера 3 для наиболее удаленной точки составили ΔU_{max}=1,97%.

Таблица 2.5 – Проверка по допустимым потерям на Ф-4

Номер расчетного участка	Расчетная мощность, $S_р$, кВА	Длина участка, км	Марка и сечение провода	Потери напряжения,%	
				На участке	От шин 10 кВ
0-1	759	1,0	АС-70	0,31	0,31
1-2	139	0,5	АС-35	0,18	0,49
1-4	653	1,0	АС-70	0,3	0,79
4-5	212	0,5	АС-35	0,13	0,92
4-7	513	0,8	АС-70	0,2	1,12
7-8	425	0,8	АС-70	0,18	1,3
8-9	226	0,4	АС-35	0,14	1,44
9-10	161	0,4	АС-35	0,11	1,55
8-12	246	0,8	АС-70	0,12	1,67
12-13	133	0,7	АС-70	0,07	1,74

Максимальные потери напряжения на ВЛ-10 кВ фидера 4 для наиболее удаленной точки составили ΔU_{max}=1,74%.

По всем 4 фидерам потери напряжения составили меньше допустимой величины $\Delta U_{доп}$=4%.

2.5 Таблица отклонения напряжения

Основное назначение таблицы отклонения напряжения сводится к определению допустимых значений потерь напряжения в сетях 10 и 0,38 кВ при соблюдении нормированных отклонений напряжения у потребителей.

Таблица отклонения напряжения, приведенная в таблице 2.6, составлена для ближайшего к шинам 10 кВ ТП напряжением 10/0,4 кВ (режим 100% нагрузки) и для удаленной ТП напряжением 10/0,4 кВ (режим 25% нагрузки) применительно к фидеру Ф-2.

Таблица 2.6 - Отклонение напряжения в электрической сети

Наименование элементов схемы электроснабжения		Отклонения напряжения, %			
		Удаленная ТП 10/0,4 кВ		Ближайшая ТП 10/0,4 кВ	
		100%	25%	100%	25%
Шины 35 кВ		+3,0	-1,0	+3,0	-1,0
Питающая ВЛ-35 кВ		- 2	- 0,5	- 2	-0,5
Трансформа-тор 35/10 кВ	Потери	- 3	-0,75	-3	-0,75
	Постоянные надбавки	+5	+5	+5	+5
	РПН	+2 х1,5	-5 х1,5	+2 х1,5	-5 х1,5
Шины 10 кВ		+5	+0,25	+5	+0,25
Сеть 10 кВ		- 4	- 1	0	0
Трансформатор 10/0,4 кВ	Потери	-4	-1	-4	-1
	Надбавки	+5	+5	+5	+5
	ПБВ	+2,5	0	-2,5	-2,5
Сеть 0,38 кВ		- 4,5	0	- 6	0
Отклонения напряжения у потребителя		- 5,0	+3,25	- 5,0	+1,75

3 Расчет токов короткого замыкания

Коротким замыканием называют всякое случайное или преднамеренное, не предусмотренное нормальным режимом работы, электрическое соединение различных точек Коротким замыканием называют всякое случайное или преднамеренное, не предусмотренное нормальным режимом работы, электрическое соединение различных точек электроустановки между собой или землей, при котором токи в ветвях электроустановки резко возрастают, превышая наибольший допустимый ток продолжительного режима.

Причинами коротких замыканий могут быть: механические повреждения изоляции-проколы и разрушение кабелей при земляных работах; поломка фарфоровых изоляторов; падение опор воздушных линий; старение, т.е. износ изоляции, приводящее постепенно к ухудшению электрических свойств изоляции; увлажнение изоляции; различные набросы на провода воздушных линий; перекрытие между фазами вследствие атмосферных перенапряжений. Короткое замыкание может возникнуть при неправильных оперативных переключениях, например, при отключении нагруженной линии разъединителем, когда возникающая дуга перекрывает изоляцию между фазами.

В системе трехфазного переменного тока могут трехфазные, двухфазные и однофазные короткие замыкания. Чаще всего возникают однофазные короткие замыкания (60-92% общего числа коротких замыканий).

Последствиями коротких замыканий являются резкое увеличение тока в короткозамкнутой цепи и снижение напряжения в отдельных точках системы, что приводит к полному или частичному разрушению аппаратов, машин и других устройств; к значительным механическим воздействиям на токоведущие части и изоляторы, на обмотки электрических машин; к пожару в элементах электроснабжения из-за повышенного нагрева токоведущих частей и изоляции; к нарушению нормального режима работы механизмов из-за снижения напряжения.

Для предотвращения короткого замыкания и уменьшения их последствий необходимо: устранить причины, вызывающие короткое замыкание, уменьшить время действия защиты, действующей при коротком замыкании; применить быстродействующие выключатели; применить АРН для быстрого восстановления напряжения генераторов; правильно вычислить величины токов короткого замыкания и по ним выбрать необходимую аппаратуру, защиту и средства для ограничения токов короткого замыкания.

Ограничение токов короткого замыкания может быть достигнуто путем соответствующего построения схемы электроснабжения:

-повышение напряжения сетей приводит к уменьшению рабочих токов и токов короткого замыкания;

-секционирование сетей исключает параллельную работу источников и линий, а следовательно, уменьшает токи короткого замыкания;

-раздельная работа трансформаторов на шинах вторичного напряжения ГПП, РП, ТП увеличивает сопротивление короткозамкнутой цепи, следовательно, уменьшает токи короткого замыкания.

Расчет токов короткого замыкания необходим для выбора и проверки оборудования подстанции на электродинамическую и термическую устойчивость, для проектирования и настройки релейной защиты и противоаварийной автоматики, выбора средств и схем грозозащиты, а также для расчета заземляющих устройств. Расчет токов короткого замыкания ведем методом относительных базисных единиц.

Каждый из входящих в электрическую цепь элементов выражается своим сопротивлением. Для того чтобы найти эквивалентное сопротивление схемы, нужно привести все сопротивления к одному базисному напряжению. За базисное напряжение принимают напряжение одной из ступеней умноженное на 1,05Uн. Для проектируемой схемы электроснабжения на каждой ступени

напряжения устанавливаются базисные напряжения, равные среднему номинальному напряжению:

$U_б$=37 кВ; $U_б$ =10,5 кВ; $U_б$=0,4 кВ.

По схеме электрических присоединений составляем расчетную схему и схему замещения:

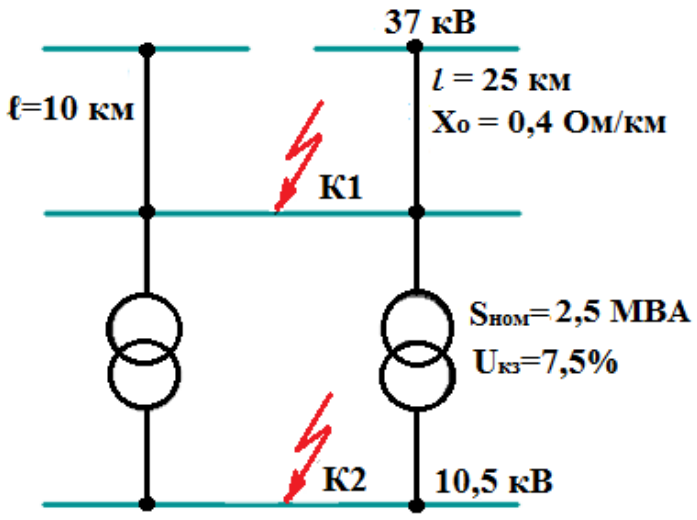


Рисунок 3.1- Расчетная схема

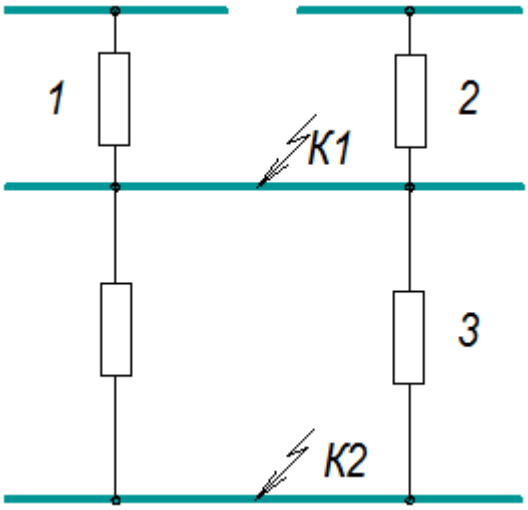


Рисунок 3.2 - Схема замещения

Задаемся базисной мощностью $S_б$=10МВА. Определяем сопротивления всех элементов схемы.

Сопротивление воздушной линии $X_{*б}$

$$X_{*б} = X_0 I \frac{S_б}{U_б^2}, \tag{3.1}$$

где X_0 - индуктивное сопротивление одного километра воздушной линии, Ом/км;

ℓ - длина воздушной линии, км;

$S_б$- базисная мощность, МВА;

$U_б$- базисное напряжение, кВ.

Определяем сопротивление первой воздушной линии:

$$X_{*б1} = 0{,}4 \cdot 10 \cdot \frac{10}{37^2} = 0{,}03.$$

Определяем сопротивление второй линии:

$$X_{*б2} = 0{,}4 \cdot 25 \cdot \frac{10}{37^2} = 0{,}07.$$

Сопротивление трансформатора $X_{*б2}$ находится по формуле:

$$X_{*б} = \frac{U_{кз} \cdot S_б}{100 \cdot S_{ном}}, \tag{3.2}$$

где $S_{ном}$- номинальная мощность трансформатора, МВА;

$U_{кз}$ - напряжение короткого замыкания, %.

$$X_{*б3} = \frac{7,5 \cdot 10}{100 \cdot 2,5} = 0,3$$

Определяем токи короткого замыкания в точках К1 и К2

Точка К1

$$I_{К1} = \frac{I_{бК1}}{X_{К1}}, \qquad (3.3)$$

где $I_{бк1}$-базисный ток точки $К_1$, кА;

$X_{к1}$- сопротивление в точке $К_1$.

$$I_{бК1} = \frac{S_б}{\sqrt{3}U_{бк1}} \qquad (3.4)$$

$$I_{бК1} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 37} = 0,16 \text{ кА}.$$

$$X_{К1} = \frac{X_{б1} \cdot X_2}{X_{б1} + X_{б2}} = 0,16$$

$$X_{К1} = \frac{0,03 \cdot 0,07}{0,03 + 0,07} = 0,021$$

$$I_{К1} = \frac{0,16}{0,021} = 7,62 \text{ кА}.$$

Точка К2

$$I_{бК2} = \frac{S_б}{\sqrt{3}U_{бк2}},$$

$$I_{бК2} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 0,56 \text{ кА}.$$

$$К_{К2} = X_{к1} + \frac{X_{б3}}{2},$$

$$X_{К2} = 0,02 + \frac{0,3}{2} = 0,171,$$

$$I_{К2} = \frac{I_{бк2}}{X_{к2}},$$

$$I_{К2} = \frac{0,56}{0,171} = 3,27 \text{ кА}.$$

Определяем ударные токи в заданных точках

Точка К1

$$I_{ук1} = k_у \sqrt{2} I_{к1}, \quad (3.5)$$

где $k_у$ - ударный коэффициент, равный 1,8.

$$i_{ук1} = 1,8\sqrt{2} \cdot 7,62 = 19,43 \text{ кА}$$

Точка К2

$$i_{ук2} = k_у \sqrt{2} I_{к2},$$

$$i_{ук2} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 3,27 = 8,43 \text{ кА}.$$

Определяем мощность короткого замыкания в точках К1 и К2
Точка К1

$$S_{к1} = \sqrt{3} U_{бк1} I_{к1} \quad (3.6)$$

$$S_{к1} = \sqrt{3} \cdot 37 \cdot 7,62 = 487,76 \text{ МВА}.$$

Точка К2

$$S_{к2} = \sqrt{3} U_{бк2} I_{к2},$$

$$S_{к2} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 3,3 = 59,94 \text{ МВА}.$$

Результаты расчетов токов к.з. приводят в свободной таблице 3.1 расчетных значений $I_{кз}^{(3)}$, $I_{кз}^{(2)}$, $I_{у}^{(3)}$, $I_{у}^{(2)}$, и $I_{кз}^{(1)}$, для всех точек к.з.

Таблица 3.1- результаты расчета токов к.з.

Точка к.з.	$I_{кз}^{(3)}$, кА	$i_{у}^{(3)}$, кА	$S_к$, МВА
К-1	7,62	19,43	487,76
К-2	3,27	8,43	59,94

4 Выбор оборудования трансформаторной подстанции

Шины 35 кВ, распределительных устройств выбираются по условию:

$$I_{доп} \geq I_{pm} \tag{4.1}$$

где $I_{доп}$- допустимый ток нагрузки , А;

I_{pm}- максимальный рабочий ток нагрузка; А.

В качестве шин 35 кВ принимаем провод АС-70 , у которого, согласно [1] $I_{доп}$=265 А.

$$I_{pm} = \frac{S_{pm}}{\sqrt{3}U_{н}} = \frac{3066}{1{,}73 \cdot 35} = 50{,}6 \text{ А}.$$

Так как 29 А < 265 А , условие выполняется.

Проверяем шины на коронирование по условию [6]

$$E = 0{,}9 \cdot E_0 \tag{4.2}$$

где E_0- начальная коронная напряженность электрического поля у поверхности провода.

Согласно [6], Е и E_0 определяются по выражениям:

$$E = \frac{0{,}35U}{r_0 \lg D_{ср} r_0} \tag{4.3}$$

$$E_0 = 3{,}3 \cdot m \cdot \delta \cdot \left(1 + \frac{0{,}03}{\sqrt{r_o \cdot \delta}}\right), \tag{4.4}$$

где U - линейная напряжение, кВ (35 кВ);

r_0 - среднее геометрическое расстояние между шинами трех фаз, М($D_{ср}$=2,25м);

$D_{ср}$ - коэффициент не гладкости поверхности проводника шин (для много проволочных проводов m=0,82).

m – коэффициент шероховатости поверхности шин (для многожильных проводов m=0,82);

δ – относительная плотность воздуха, которая определяется по следующей формуле:

$$\delta = \frac{293 \cdot 10^{-5} \cdot P}{T}, \tag{4.5}$$

где: Р – плотность, Па (Р=89500 Па);
Т – температура, К (Т=298 К),

тогда

$$\delta = \frac{293 \cdot 10^{-5} \cdot 89500}{298} = 0{,}968.$$

Так как шины расположены в одной плоскости, то на средней шине, согласно[6], напряженность на 10% выше, чем на крайних

$$E_{ср} = 1.1 \cdot E = 1{,}1 \cdot 0{,}725 = 0{,}91 \text{ мВ/м},$$

2,97>0,91 Следовательно шины 35 кВ не коронируют.

Проверка шины 35 кВ на термическую стойкость.

Минимальное сечение шины исходя из термической стойкости определяется по формуле:

$$F_{p\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} \qquad (4.6)$$

где B_k - тепловой импульс тока к.з, $А^2 \cdot С$;

С - коэффициент, зависящий от материала шины (для алюминия С=88)

Тепловой импульс определяется по формуле [1]

$$B_k = I^{(3)2}(t_{откл} + T_a) \qquad (4.7)$$

$t_{откл}$ - время отключения к.з на ВЛ-35 кВ ($t_{отк}$=3,0с);

T_a - время затухания апериодической составляющей тока к.з (точка К1).

$$T_a = \frac{x_p}{2\pi \cdot f \cdot Z_p} = \frac{2{,}6}{2 \cdot 3{,}14 \cdot 50 \cdot 0{,}41} = 0{,}0058$$

Ток трехфазного к.з в точке К1 в – максимальном режиме равен $I^{(3)}$ = 0,55 кА.

Тогда:

$B_к$=0,55(3+0,0058)=0,8·$10^6 А^2$·с Минимальное расчетное сечение шины равно:

$$F_{p\min} \frac{\sqrt{0{,}8 \cdot 10^6}}{88} = 8{,}2 \text{ мм}^2,$$

что меньше выбранного сечения (70 мм ^{2})

Выбор выключателя.

Расчетные данные, условия выбора и параметры выключателя сведены в таблицу 4.1.

В последующих таблицах приняты следующие обозначения:

$U_н$ – номинальное напряжение уставки;

I_t^2, t – паспортные значения соответственно тока (кА) и времени термической стойкости (с)

I_{pm} – максимальный ток нагрузки;

$i^{(3)}_y$, $I^{(3)2}$ - ударный ток и ток трехфазного к.з. на шинах 35 кВ в максимальном режиме;

t_k -время отключения к.з.

$$\left[\left(t_{р.з} + t_{откл} + T_a\right)\right] = 3\,с \qquad (4.8)$$

Таблица 4.1 - Параметры выключателя на 35 кВ

Расчетные данные	Условие выбора	Параметры вакуумного выключателя ВБС-35-630
$U_y = 35$ кВ	$U_н \geq U_y$	$U_н = 35$ кВ
$I_{pm} = 50{,}6$ А	$I_н \geq I_{pm}$	$I_н = 630$ А
$I_y = 7{,}62$ кА	$I_{откл} \geq I_y$	$I_{откл}$ =10 кА
$i_y = 19{,}43$ кА	$i_{max} \geq i_y$	i_{max} =26 кА
$I^{(3)2} \cdot t_k$ =3,8 кА^{2}с	$I_t^2 \cdot t \geq I^{(3)2} \cdot t_n$	$I_t^2 \cdot t = 10^2 4 = 400$ кА^{2}с

Привод ПП-67.

Выбор разъединителя

Расчетные данные, условия выбора и параметры разъединителя сведены в таблицу 4.2.

Таблица 4.2 - Параметры разъединителя на 35 кВ

Расчетные данные	Условие выбора	Разъединитель РНДЗ-2-35/1000У1
$U_y = 35$ кВ	$U_н \geq U_y$	$U_н = 35$ кВ
$I_{pm} = 50{,}6$ А	$I_н \geq I_{pm}$	$I_н = 1000$ А
$i_y = 19{,}43$ кА	$i_{max} \geq i_y$	i_{max} =64 кА
$I^{(3)2} \cdot t_k$ =0,8 кА^{2}с	$I_t^2 \cdot t \geq I^{(3)2} \cdot t_n$	$I_t^2 \cdot t = 25^2 4 = 2500$кА^{2}с

Привод ПР-90 ПУ1.

Из таблице 4.2 видно, что выбранный разъединитель полностью удовлетворяет расчетным условиям и принимается к уставки в качестве линейных, шинных разъединителей, а также на ремонтной перемычке.

Выбор трансформатора тока

Данные выбора трансформатора тока сведены в таблицу 4.3

Таблицу 4.3 - Параметры трансформатора тока на 35 кВ

Расчетные данные	Условие выбора	Параметры трансформатора тока
$U_у = 35$ кВ	$U_н \geq U_у$	$U_н = 35$ кВ
$I_{рт} = 50{,}6$ А	$I_н \geq I_{рт}$	$I_н = 150$ А
$i_у = 19{,}43$ кА	$i_{max} \geq i_у$	$i_{max} = 31{,}7$ кА
$I^{(3)2} \cdot t_к = 0{,}8$ кА^{2}с	$I_t^2 \cdot t \geq I^{(3)2} \cdot t_п$	$I_t^2 \cdot t = (65 \cdot 0{,}15)^2 4 = 95$ кА^{2}с

В таблице 4.3 приняты следующие обозначения:

$I_{1н}$ - номинальный первичный ток Т.Т;

$k_д$ - коэффициент динамической стойкости;

k_t - коэффициент термической стойкости.

Выбор оборудования РУ-10 кВ

Распределительное устройство 10 кВ выполнено комплектным для наружной уставки (КРУН-10) серии К-47 с включенными тележками и вакуумными выключателями марки ВВ/TEL.

РУ-10 кВ имеет две секции шин, которые нормально работают раздельно. К каждому вводу 10 кВ подключены разрядники РВО и через предохранители ПК-10 трансформаторы собственных нужд ТМ.

Число ячеек (шкафов) отходящих линий-4. Во всех цепях использованы однотипные трансформаторы тока с двумя сердечниками ТОЛ-10. К каждой секции шин через предохранители ПКН присоединены трансформаторы напряжения НТМИ-10.

Выбор шин 10 кВ.

Шины РУ 10 кВ жесткие, выбираются по рабочему току и проверяются на динамическую и термическую стойкость.

Условие выбора шины.

$I_{доп} \geq I_{рт}$

Максимальный рабочий ток на вводе 10 кВ

$$I_{рт} = \frac{S_{рт}}{\sqrt{3}U_н} = \frac{3066}{1{,}73 \cdot 10} = 177 \text{ А}$$

Выбираем алюминиевые шины.

b·x·h=30x4,мм^2

$I_{доп} = 365 > 177$ А, условие выполняется.

Проверка шины на электродинамическую стойкость.
Определяем расчетную силу по выражению

$$F_р = 1{,}73 \cdot i_y^{(3)} \frac{l}{a} \cdot 10^{-1} \text{ Н}, \qquad (4.9)$$

где $i_y^{(3)}$ - ударный ток трехфазного к.з на шинах 10 кВ (точка К2. $i_y^{(3)}$=1,55кА);

l- длина пролета шины между опорными изоляторами, м (l=1м);

a - расстояние между шинами, м (a=0,25 м).

$$F_р = 1{,}73 \cdot 1{,}55^2 \cdot \frac{1}{0{,}25} \cdot 10^{-1} = 1{,}36 \text{ Н}$$

Находим изгибающий момент

$$M = \frac{F_{pm} \cdot l}{10} = \frac{1{,}36 \cdot 1{,}0}{10} = 0{,}16 \text{ Н}.$$

Определяем момент сопротивления шины при расположении «плашмя»

$$W_п = \frac{h \cdot b^2}{6} = \frac{0{,}004 \cdot 0{,}03}{6} = 0{,}6 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3.$$

Определяем напряжение на изгиб в материале шины

$$\sigma_р = \frac{M}{W_п} = \frac{0{,}16}{0{,}6 \cdot 10^{-6}} = 0{,}27 \text{ Н/м}^2$$

Полученное значение сравниваем с допустимым напряжением (алюминий АТ $\sigma_р$=65 мПа) 0,27<65 мПа, условие обеспечивается.

Проверку шины на термическую стойкость выполняем с помощью следующего выражения [6]

$$F_{т.с} = \alpha \cdot I^{(3)} \cdot \sqrt{t_п} \qquad (4.10)$$

где $F_{т.с}$ – термически стойкое сечение, мм^2;

$I^{(3)}$ – ток трехфазного к.з на шинах 10 кВ, кА ($I^{(3)}$= 0,8 кА);

α – коэффициент, принимаемый для алюминиевых шин равным –11;

$t_п$ – время отключения к.з ($t_п$=2,0 с)

$$F_{т.с} = 1 \cdot 0{,}8 \cdot \sqrt{2} = 12{,}511 \text{ мм}^2,$$

что меньше выбранного сечения $F = 120\,мм^2$.

Выбор выключателя на 10 кВ.

Таблица 4.4 - Параметры выключателя на 10 кВ

Расчетные данные	Условие выбора	Параметры выключателя BB/TEL-10-630
$U_у = 10$ кВ	$U_н \geq U_у$	$U_н = 10$ кВ
$I_{рт} = 177$ А	$I_н \geq I_{рт}$	$I_н = 630$ А
$I^{(3)} = 3{,}3$ кА	$I_{откл} \geq I^{(3)}$	$i_{max} = 80$ кА
$i_у^{(3)} = 8{,}43$ кА	$I_{откл} \geq i^{(3)}$	$I_{откл} = 35{,}5$ кА
$I^{(3)2} \cdot t_п = 0{,}82^2 \cdot 2 = 1{,}33$ кА^{2}с	$I_t^2 \cdot t \geq I^{(3)2} \cdot t_п$	$I_t^2 \cdot t = 31{,}5^2 \cdot 4 = 3969$ кА^{2}с

Привод пружинный.

Параметры выключателя взяты из таблице [10].

Выбор разъединителя.

Выбираем и проверяем разъединитель в цепи трансформатора собственных нужд. Данные выбора разъединителя приведены в таблице 4.5

Таблица 4.5 - Параметры разъединителя на 10 кВ

Расчетные данные	Условие выбора	Параметры разъединителя РВЗ-10/400
$U_у = 10$ кВ	$U_н \geq U_у$	$U_н = 10$ кВ
$I_{рт} = 177$ А	$I_н \geq I_{рт}$	$I_н = 400$ А
$i_у^{(3)} = 8{,}43$ кА	$I_{откл} \geq i^{(3)}$	$I_{откл} = 41$ кА
$I^{(3)2} \cdot t_п = 0{,}82^2 \cdot 2 = 1{,}33$ кА^{2}с	$I_t^2 \cdot t \geq I^{(3)2} \cdot t_п$	$I_t^2 \cdot t = 16^2 \cdot 4 = 1024$ кА^{2}с

Привод Пр-2У3.

Вывод заземляющего разъединителя.

Данные выбора сведены в таблице 4.6

Таблица 4.6 - Параметры разъединителя на 10 кВ

Расчетные данные	Условие выбора	Параметры разъединителя ЗР
$U_у = 10$ кВ	$U_н \geq U_у$	$U_н = 10$ кВ
$i_у^{(3)} = 8{,}43$ кА	$I_{откл} \geq i^{(3)}$	$I_{откл} = 235$ кА
$I^{(3)2} \cdot t_п = 0{,}82^2 \cdot 2 = 1{,}33$ кА^{2}с	$I_t^2 \cdot t \geq I^{(3)2} \cdot t_п$	$I_t^2 \cdot t = 90^2 \cdot 1 = 8100$ кА^{2}с

Выбор трансформатора тока в сети 10 кВ.

Выбору и проверке подлежат трансформаторы тока (ТТ) в цепи силового трансформатора на всех напряжениях, а также в цепи одной ВЛ-10 кВ.

ТТ выбираются по типу, номинальному напряжению, номинальному первичному току, по вариантам выполнения вторичных обмоток, классу точности и проверяются по нагрузке вторичной цепи, на электродинамическую и термическую стойкость.

ТТ, как правило, выбираются с двумя сердечниками (вторичными обмотками), один из которых класса 0,5 служит для питания измерительных приборов и учета, а другой типа Р (или 10 Р) – для целей релейной защиты.

На действие тока короткого замыкания проверяется трансформаторы тока с минимальным первичным номинальным током, т.е. ТТ-Ф-2., у которого $S_{pm} = 1241$ кВА.

Рабочий ток фидера Ф2 равен:

$$I_{pm} = \frac{1241}{1{,}73 \cdot 10} = 71{,}7 \text{ А}$$

Данные выбора трансформатора тока сведены в таблице 4.7

Таблица 4.7 - Параметры трансформатора тока

Расчетные данные	Условие выбора	Параметры трансформатора тока ТПЛ-10
$U_у = 10$ кВ	$U_н \geq U_у$	$U_н = 10$ кВ
$I_{pm} = 177$ А	$I_н \geq I_{pm}$	$I_н = 300$ А
$i_у^{(3)} = 8{,}43$ кА кА	$I_{откл} \geq i^{(3)}$	$I_{откл} = 49{,}3$ кА
$I^{(3)2} \cdot t_п = 0{,}82^2 \cdot 2 = 1{,}33$ кА^{2}с	$I_t^2 \cdot t \geq I^{(3)2} \cdot t_n$	$I_t^2 \cdot t = (10+0{,}1)^2 \cdot 4 = 10{,}24$ кА^{2}с

Выбор трансформатора напряжения

Трансформаторы напряжения (ТН) предназначаются для питания параллельных обмоток измерительных приборов и приборов учета, а также для контроля изоляции в сетях 10 и 35 кВ. ТН выбираются по типу, номинальному первичному напряжению и проверяются по нагрузке вторичной цепи.

Рекомендуемые типы ТН (на каждой секции шин):

- на шинах 10 кВ – НТМИ-10,
- на шинах 35 кВ – 3 х ЗНОМ-35.

Расчетная нагрузка $S_{2р}$ на ТН определяется по выражению

$$S_{2р} = \sqrt{(\sum P_{приб.}) + (\sum Q_{приб})} \qquad (4.8)$$

где $\sum P_{приб}$ - суммарная активная мощность, потребляемая всеми приборами, подключенными к ТН,

$\sum Q_{приб}$ - то же, но реактивных мощностей.

В целях упрощения можно производить суммирование полных мощностей.

При определении S_{2p} следует исходить из того, что на с.х. ПС 110-35/10 кВ устанавливаются следующие приборы измерения и учета:

- на каждой ВЛ-10-35 кВ счетчики активной и реактивной энергии,
- на шинах для контроля напряжения один вольтметр с переключателем на линейные и фазные напряжения.

На каждой секции шин 10 кВ установлены трансформаторы напряжения НТМИ-10.

Выбор приборов производится в соответствии с ПУЭ [9]. Количество, тип, класс точности и мощность приборов приведены в таблице 4.8.

Для измерения тока, напряжения, активной и реактивной мощностей, а также электроэнергии применяются соответствующие стационарные измерительные приборы и устройства. Кроме этого целесообразным является измерение частоты, коэффициента мощности, сопротивления изоляции и некоторых других электрических величин.

Класс точности стационарных измерительных приборов обычно выбирается в пределах 1,0-2,0. В настоящее время широкое распространение получают электронные цифровые показывающие и регистрирующие приборы, которые целесообразно использовать на проектируемых объектах.

Измерительные приборы и устройства выбирают на основании требований нормативных документов и с учетом особенностей предприятия.

Таблица 4.8 - Измерительные приборы и устройства

Присоединение	Установленные приборы на присоединении	Тип прибора	Класс точности	Потреб. мощность
трансформатор 35/10	Амперметр	Э30	1,5	2,0
	Амперметр	Э30	1,5	2,0
Ввод 10 кВ	Амперметр	Э30	1,5	2,0
Линия 10 кВ	Счетчик активной энергии	САЭИ 670	2,0	1,5
Трансформатор собственных нужд	Счетчик реактивной энергии	СРЭИ 677	2,0	1,75
		Э30	1,5	2,0
	Амперметр	Э377	1,5	1,5
Секционный выключатель	Вольтметр	САЭИ 670	2,0	1,5
	Счетчик активной энергии	Э30	1,5	2,0
Трансформатор напряжения	Амперметр	Э377	1,5	1,5
	Вольтметр (для контроля изоляции)			

5 Релейная защита

Для трансформаторов напряжением 35/10 кВ должно быть предусмотрено устройство релейной защиты от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы [9]:

- от многофазных замыканий в обмотках и на выводах (продольная дифференциальная защита);
- от витковых замыканий в обмотках и понижения уровня масла (газовая защита);
- от токов в обмотках, обусловленных внешними к.з. (максимальная токовая защита - МТЗ);
- от токов в обмотках, обусловленных перегрузкой (МТЗ с действием на сигнал).

Для линий напряжением 10 кВ с изолированной нейтралью должны быть предусмотрены защиты от многофазных к.з. и от однофазных замыканий на землю. От многофазных замыканий должна устанавливаться двухступенчатая токовая защита, первая ступень которой выполнена в виде токовой отсечки, а вторая МТЗ с выдержкой времени. Защита от однофазных замыканий на землю выполняется с использованием устройства контроля изоляции (ТН-НТМИ).

5.1 Защита трансформаторов 10/0,4 кВ со стороны 10 кВ

Защита потребительских трансформаторов со стороны высокого напряжения осуществляется плавкими предохранителями типа ПКТ, ток плавкой вставки которой определяется по выражению [1,3,5].

$$I_{вс} \geq K_{н} \cdot I_{н} \qquad (5.1)$$

где: $K_{н} = 1{,}2 \div 2$- коэффициент надежности;

$I_{н}$ - номинальный ток трансформатора (мощностью 100 кВА питающего от ВЛ-10 кВ Ф-2).

$$I_{н} = \frac{S_{н}}{\sqrt{3}U_{н}} = \frac{100}{1{,}73 \cdot 10} = 5{,}8 \text{ А} \qquad (5.2)$$

$$I_{вс} = 1{,}3I_{н} = 1{,}3 \cdot 5{,}8 = 7{,}5 \text{ А}.$$

Принимаем плавкую вставку $I_{вс} = 10$ А.

5.2 Защита ВЛ-10 кВ

Максимальная токовая защита предназначена для защиты линии электропередачи от токов короткого замыкания.

Определяем максимальный рабочий ток линии Ф-2

$$I_{рm} = \frac{S_m}{\sqrt{3}U_н} = \frac{1241}{1{,}73 \cdot 10} = 71{,}7 \text{ А}.$$

Ток срабатывания защит выбирается исходя из следующих условий [11,12]:

а) по условию отстройки от максимального тока нагрузки

$$I_{сз1} = \frac{K_н \cdot K_{зап}}{Kв} \cdot I_{рm} \qquad (5.3)$$

где: $K_н$ – коэффициент надежности;

$K_в$ – коэффициент возврата реле;

$K_{зап}$ – коэффициент самозапуска нагрузки.

На фидере Ф2 установлен трансформатор тока ТОЛ-10 ($I_{1н} = 150$ А, $I_{1н} = 5$ А, $K_{тт} = 30$) и реле РТ-85/1 ($I_у = 4\text{-}10$ А, $K_н = 1{,}2$ $K_в = 0{,}8$).

$K_{зап}$ – при отсутствии конкретных данных принимается равным – 1,1. Тогда

$$I_{сз1} = \frac{1{,}2 \cdot 1{,}1}{0{,}8} \cdot 71{,}7 = 118 \text{ А}. \qquad (5.4)$$

По условию согласования с плавкими вставками предохранителей ПКТ.

$$I_{сз2} \geq K_н \cdot I_{п5} \qquad (5.5)$$

где $K_н$ – коэффициент надежности, для защит с зависимой характеристикой (РТ-85/1 $K_н = 1{,}4$);

$I_{п5}$ – ток плавкой вставки, определенный по типовой характеристике при времени перегорания ($t_п$ =5с).

$I_{п5}$ – - для плавкой вставки с $I_{вс} = 10$ А равен 50 А;

$$I_{сз2} \geq 1{,}4 \cdot 50 = 70 \text{ А} \qquad (5.6)$$

Из двух условий ток срабатывания защиты примем

I_{c3}=118 А

Находим ток срабатывания реле:

$$I_{ср} = \frac{K_{сх}}{K_{ТТ}} \cdot I_{сз} = \frac{1}{30} \cdot 118 = 3{,}9 \text{ А}$$

$$I'_{ср} = I_у K_{тт} = 6 \cdot 30 = 180 \text{ А}$$

Принимаем ток уставки $I_у$=5 А

Определяем коэффициент чувствительности МТЗ по формуле [11,12]

$$K_г = \frac{I^{(2)}_{min}}{I'_{ср}} \qquad (5.7)$$

где: $I^{(2)}_{min}$ - ток двухфазного к.з в конце линии в минимальном режиме $I^{(2)}_{min\,5}$ =470 А,

отсюда:

$$K_г = \frac{470}{150} = 3{,}1,$$

что, больше нормированного по [12] значения – 1,5.

Для защит, выполненных на реле РТ-85 с дешунтированием на реле РТМ необходимо дополнительная проверка обеспечивания условия согласования по чувствительности указанных реле.

Для реле РТМ должно выполнятся следующее условие [12]

$$I_у \geq 1.2 \cdot I_{со} \qquad (5.8)$$

где: $I_{со}$ – ток срабатывания реле РТМ ($I_{с.о}$=5 А)

Выбираем уставку времени МТЗ по условию

$$I_{сз} \geq 0{,}25 S_н \qquad (5.9)$$

где $S_н$ – суммарная установленная мощность трансформаторов.

ТП-10/0,4 кВ, подключенных к данной линии, кВА.

При выполнении указанного условия время срабатывания МТЗ принимается $t_у$=0, а при невыполнении принимается $t_у$=0,5с

Суммарная номинальная мощность трансформаторов Ф2 равна $S_н$= 814 кВА.

Тогда

$$I_{сз} \geq 0{,}25 S_{н} \geq 0{,}25 \cdot 814 = 203\,А$$

следовательно время действия МТЗ

$$t_{у} = t_{уст} + \Delta t = 0{,}5 + 0{,}5 = 1{,}0\,с.$$

Максимальная токовая отсечка

Ток срабатывания токовой отсечки выбирается сходя из следующих условий:

а) по условию отстройки от бросков намагничивающих токов трансформаторов ТП-10/0,4 кВ

$$I_{сз} \geq 0{,}25 S_{н} \geq 0{,}25 \cdot 814 = 203\ А$$

б) по условию отстройки от к.з на шинах 0,38 кВ трансформаторов ТП-10/0,4 кВ

$$I_{со2} \geq K_{н} \cdot I_{0{,}38} \qquad (5.10)$$

где: $K_{н}$ – коэффициент надежности (для реле РТ-85 $K_{н}$=1,5)

$I_{0{,}38}$ – ток трехфазного к.з на шинах 0,38 кВ наиболее мощного трансформатора в максимальном режиме ($I_{0{,}38}^{(3)}$=1,63 кА). Этот ток, приведенный к стороне 10 кВ, равен

$$I_{0{,}38}^{(3)} = \frac{0{,}4}{10} \cdot 1{,}63 \cdot 1000 = 65{,}2\ А.$$

Тогда $I_{со2} \geq 1{,}5 \cdot 65{,}2 = 97{,}8$ А

Из двух условий ток срабатывания токовой отсечки примем равным:

$I_{со2} = 218\,А$

Определяем ток срабатывания реле

$$I_{сро} \frac{K_{сх}}{K_{ТТ}} \cdot I_{со} = \frac{1}{20} \cdot 218 = 10{,}9 \cdot А.$$

Находим кратность срабатывания отсечки реле РТ-85:

$$K_{отс} = \frac{I_{сро}}{I_{у}} = \frac{10{,}9}{6} = 1{,}82.$$

определяем коэффициент чувствительности токовой отсечки

$$К_г \geq \frac{I^{(2)}_{min}}{I_{со}} \qquad (5.11)$$

где: $I^{(2)}_{min}$ - ток двухфазного к.з на месте установки отсечки при минимальном режиме ($I^{(2)}_{min}$=700 А).

$$К_г = \frac{749}{218} = 3{,}43,$$

что, больше нормированного значения 2,0.

С учетом резервирования

$$\sum I_л = \frac{S_{рфаз}}{\sqrt{3}U_н} = \frac{1241}{1{,}73} = 71{,}8 \text{ А}$$

$$I_{сз2} \geq 1{,}4 \cdot (120 + 71{,}8) = 191{,}8 \text{ А}$$

Трансформатор тока ТОЛ-10 $I_{1н} = 300$ А, $I_{2н} = 5$ А, $К_{тт} = 60$.
Из двух условий примем:

$$I_{сз} = 192 \text{ А}.$$

Определяем ток срабатывания реле:

$$I_{ср} = \frac{218}{60} = 3{,}7 \text{ А}$$

Принимаем ток уставки $I_у = 5$ А (РТВ-1)

Уточняем ток срабатывания защиты

$$I'_{ср} = I_у К_{тт} = 5 \cdot 60 = 300 \text{ А}.$$

Находим коэффициент чувствительности для основной зоны

$$К_{гоос} = \frac{I^{(2)}_{min\ к.з}}{I'_{сз}} = \frac{749}{300} = 2{,}5.$$

что больше нормированного значения -1,5.

Определяем коэффициент чувствительности для резервной зоны.

$$К_{грре} = \frac{I^{(2)}_{min\ к.з5}}{I'_{сз}} = \frac{1400}{300} = 4{,}66$$

что больше нормированного значения -1,2.

Время срабатывания реле МТЗ

При точке к.з 700 А реле РТ-85 МТЗ ВЛ-10 кВ работает в независимой части следовательно

$$t_{усс} = t_{увп} + \Delta t = 1{,}0 + 0{,}5 = 1{,}5 \text{ с.}$$

Максимальная токовая защита ввода 10кВ

МТЗ ввода выполнена на реле РТВ. Трансформатор тока ТОЛ-10

$I_{1н} = 300$ А, $I_{2н} = 5$ А, $К_{тт} = 60$.

Максимальный рабочий ток ввода:

$$I_{рm}\frac{1241}{1{,}73 \cdot 10} = 71{,}7 \text{ А}$$

Находим ток срабатывания защиты исходя из максимального тока нагрузки

$$I_{сз1} = \frac{1{,}3 \cdot 1{,}1}{0{,}7} \cdot 71{,}7 = 146, \text{ А}$$

Находим ток срабатывания защиты исходя из условия согласования с предыдущей защитой

$$I_{сз2} \geq К_{нс}\left(I_{сзп} + I_{п}\right) \geq 1{,}4 \cdot (120 + 77) = 275{,}8 \text{ А} \qquad (5.12)$$

Определяем ток срабатывания защиты из условия обеспечения требуемой чувствительности защиты:

$$I_{ср3} = \frac{I^{(2)}_{min\,г2}}{К_{г}} = \frac{700}{1{,}5} = 466{,}7 \text{ А.}$$

Из трех условий ток срабатывания защиты не должен превышать

$$I_{сз} \leq 466{,}7 \text{ А}$$

Находим ток срабатывания реле:

$$I_{ср} = \frac{1}{60} \cdot 466{,}7 = 7{,}18 \text{ А.}$$

Принимаем реле РТВ-1 $I_{у} = 7$ А.

Уточняем ток срабатывания МТЗ

$$I'_{с3} = I_у K_{тт} = 7 \cdot 60 = 420 \text{ А}.$$

определяем коэффициент чувствительности

$$K_г = \frac{I^{(2)}_{min\,г2}}{I'_{с3}} \geq \frac{700}{420} = 1{,}66$$

что удовлетворяет требуемым условиям.

Реле РТВ-1 при кратности тока 1,4 и более в независимой части характеристики.

Соотвественно:

$$t_{увв} = t_{увп} + \Delta t = 1{,}5 + 0{,}5 = 2{,}0 \text{ с}.$$

5.3 Защита трансформатора напряжением 35/10 кВ

Максимальная токовая защита трансформатора.

Схема МТЗ выполнена на принципе дешунтирования катушки включения короткозамыкателя на реле типа РТ-40, промежуточного реле РП-341 и реле времени РВМ-12.

Реле МТЗ, дифференциальной защиты и перегрузки включена на вторичную обмотку выносных трансформаторов тока ТФН, установленных на стороне 35 кВ силового тарансформатора.

Трансформаторы тока соединены по схеме-треугольник.

Ток срабатывания МТЗ определяется исходя из следующих условий [12]:

а) по условию отстройки от тока нагрузки

$$I_{сз} = \frac{K_н}{K_в} \cdot I_{рm}, \qquad (5.13)$$

$$I_{рm} = \frac{1241}{1{,}73 \cdot 35} = 28{,}7 \cdot \text{А},$$

$$I_{сз}\,\frac{1{,}2}{0{,}85} \cdot 28{,}7 = 40{,}5 \text{ А}.$$

б) по условию согласования с защитой ввода

$$I_{сз2} \geq K_{нс} \cdot I_{сзвв}$$

Ток срабатывания ввода, приведенный к стороне 35 кВ

$$I_{сзвв} = 466,7 = \frac{10}{35} = 133,3\,А$$

$$I_{сз2} \geq 1,4 \cdot 133,3 = 186,7\ А$$

в) по условию обеспечения требуемой чувствительности

$$I_{сз3} \leq I^{(2)}_{min} / K_ч \qquad (5.14)$$

где $K_ч$ - нормированное значение коэффициента чувствительности ($K_ч$=1,5)

$I^{(2)}_{min}$ - ток двухфазного к.з на шинах 10 кВ, приведенный к стороне 35 кВ

$$I_{сз3} \leq \frac{710\frac{10}{35}}{1,5} = 135,3\ А$$

Ток срабатывания МТЗ примам $I_{сз}$=120 А

Находим ток срабатывания реле

$$I_{ср} = \frac{K_{сх} \cdot I_{сз}}{K_{ТТ}} = \frac{1,73}{30} \cdot 133,3 = 7,8\,А.$$

Уставка защиты по времени

$$t_у = t_{всв} + \Delta t сек = 2,0 + 0,5 = 2,5\ с.$$

Защита от перегрузки трансформатора.

Защита выполнена на одном токовом реле РТ-40, включенного на вторичную обмотку трансформатора тока «Фаза В» на стороне 35 кВ. Защита действует на сигнал.

Находим ток срабатывания защиты:

$$I_{сз} = \frac{K_н}{K_в} \cdot I_{ном} \qquad (5.15)$$

где $I_{ном}$ - номинальный ток трансформатора

$$I_{ном} = \frac{S_н}{\sqrt{3}U_н} = \frac{2500}{1,73 \cdot 35} = 26,5\ А.$$

Для реле РТ-40 $K_н$=1,05; $K_в$=0,85;

$$I_{сз} = \frac{1,05}{0,85} \cdot 26,5 = 32,7 \text{ А}.$$

Ток срабатывания реле равен:

$$I_{ср} = \frac{1,73 \cdot 32,7}{30} = 1,9 \text{ А}$$

Принимаем реле РТ-40/6
Уставка по времени - $t_у$=3,0 с.
Тип реле времени - РВ-237.

5.4 Дифференциальная защита трансформатора

Дифференциальная защита трансформатора выполнена с помощью реле серий РНТ и ДЗТ. На двух- и трехобмоточных транформаторах без регулирования напряжения под нагрузкой (РПН) обычно применяются реле серии РНТ, а для трансформаторов с РПН – реле серии ДЗТ.

В схемах дифференциальных защит трехобмоточных трансформаторов с группой соединения обмоток Δ/Y на стороне низшего напряжения необходимо устанавливать три ТТ, а в схемах защиты двухобмоточных с группой соединения обмоток Y/Y допускается на стороне низшего напряжения устанавливать два ТТ, с обязательным включением только двух реле в те же фазы, где установлены ТТ.

Схемы защиты выполняются, как правило, двухрелейными. Схемы с тремя реле применяются в случаях, когда это необходимо по условию обеспечения нормируемой чувствительности, а также для защиты трансформаторов большой мощности (40 МВА и более) и трехобмоточных трансформаторов.

Не применяется схема, где в плечо дифференциальной защиты со стороны низшего напряжения включены последовательно токовые реле МТЗ и дешунтируемые контактами этих реле. Принципиальные схемы выполнения дифференциальных защит показаны на плакате.

В процессе расчета дифференциальной защиты трансформатора определены тип и количество реле, число витков и схему включения обмоток реле, проверены чувствительность защиты.

5.5 Газовая защита силовых трансформаторов.

Газовая защита применяется на трансформаторах, автотрансформаторах, реакторах и других электрических аппаратах, помещенных в заполненный маслом бак с расширителем; она реагирует на все повреждения внутри бака трансформатора, при которых происходит выделение газа, ускоренное

перетекание масла или смеси масла с газом из бака в расширитель, а также на снижение уровня масла.

При некоторых опасных повреждениях трансформатора действует только газовая защита, в то время как «электрические» защиты трансформатора (дифференциальная, максимальная токовая и др.) не реагируют. К таким повреждениям трансформаторов относятся межвитковые замыкания в обмотках, пожар в стали магнитопровода, некоторые неисправности переключателей ответвлений и другие повреждения, при которых возникают значительные местные повышения температуры частей трансформатора.

Так, пожар в стали развивается в местах, где изоляция листов магнитопровода нарушена из-за дефектов сборки, или в местах, где изоляция стяжной шпильки нарушалась под воздействием вибрации трансформатора или по другим причинам. Замыкание между собой листов стали приводит к повышенному нагреву этого участка магнитопровода. Значительные повышения напряжения па трансформаторе также могут способствовать развитию очагов пожара в стали. Существенное повышение температуры происходит и при витковых замыканиях обмотки за счет возрастания тока в замкнувшихся нитках. В области повышенного нагрева происходит перегрев и разложение трансформаторного масла и твердой изоляции, и образующиеся при этом газы, поднимаясь вверх, проходят по трубопроводу через газовое реле в расширитель трансформатора.

Важным обстоятельством является то, что газовая защита действует в начале возникновения повреждения, когда значения токов витковых замыканий обмотки или замыкании обмотки на корпус малы, поэтому действие газовой защиты предотвращает дальнейшее развитие повреждения трансформатора и в большинстве случаев позволяет сократить объем его ремонта.

Кроме рассмотренных выше повреждений трансформатора, развивающихся постепенно и не сопровождающихся возникновением динамических усилий и отдельных его частях, в трансформаторе возможны замыкания между обмотками различных фаз. При таких повреждениях по замкнувшимся обмоткам проходят большие токи, создающие динамические усилия. В результате сотрясения замкнувщихся обмоток и всего трансформатора в момент короткого замыкания (к. з) происходит бросок некоторой части масла (или масла, смешанного с газом) из бака в расширитель. При междуфазных замыканиях в трансформаторе работают обычно и дифференциальная и газовая защиты трансформатора одновременно, в отличие от рассмотренных выше повреждений, при которых дифференциальная защита не работает, поскольку они не сопровождается изменением токов в ее цепях. В реле имеются два элемента, работающие независимо друг от друга: верхний элемент - сигнальный и нижний - отключающий, у каждого элемента есть свой контакт.

Когда реле заполнено маслом, оба его элемента как бы плавают в нем и находятся в положении, когда их контакты разомкнуты.

При повреждениях трансформатора, сопровождающихся незначительным газообразованием, происходит переток газа в расширитель при этом газ, вытесняя масло, скапливается в верхней части корпуса газового реле.

При определенном снижении уровня масла в реле верхний сигнальный элемент оказывается уже не в масле и под действием силы тяжести опускается, замыкая сигнальный контакт.

Аналогично работает сигнальный элемент и в случаях, когда уровень масла в реле снизится из-за утечки масла из бака или вследствие сильного снижения температуры масла. В последнем случае сигнальный элемент работает, если уровень масла оказался ниже допустимо го, поскольку масло не было своевременно долито.

В описанных случаях отключающий элемент остается в масле и не работает. При значительных повреждениях трансформатора из-за бурного образования газа происходит бросок масла (или смеси масла с газом) в расширитель, при котором под воздействием потока масла поворачивается отключающий элемент реле и его кон такт замыкается.

При постепенном снижении уровня масла сначала без масла оказывается сигнальный элемент, затем отключающий, который под воздействием силы тяжести тоже опускается, замыкая отключающий контакт. В зависимости от вида и развития повреждения трансформатора возможна последовательная работа сигнального и отключающего элементов реле или их совместная работа.

Газовое реле РГЧЗ-66 (реле газовое чашечковое разработки 1966 г.) выпускается Запорожским трансформаторным заводом взамен газового реле ПГЗ-22. Реле выполнено в соответствии с ГОСТ 10472-71 «Трансформаторы (и автотрансформаторы) силовые. Реле газовые. Общие технические требования». Реле РГЧЗ-66 (рис. 2) имеет герметически закрытый корпус, практически мало отличающийся от корпуса реле ПГЗ-22. Фланцы реле рассчитаны на установку его в трубопроводах с внутренним диаметром 80 мм. В верхней части реле, с его противоположных сторон, имеются два смотровых стекла 4 с делениями (в кубических сантиметрах), позволяющими определить объем скопившегося в реле газа. Завод поставляет реле с заглушками на фланцах и крышками на смотровых стеклах, как показано на рисунке 5.1.

На крышке корпуса реле установлены кран 2 для отбора пробы газа и выпуска его из реле, а также коробка зажимов 3 для подключения контрольного кабеля к сигнальному и отключающему контактам. На крышке реле нанесена стрелка, указывающая направление движения масла (от трансформатора к расширителю) и предназначенная для правильной установки выемной части реле, связанной с крышкой.

В дне коробки с зажимами имеется отверстие для стока собирающейся в ней влаги. В дне корпуса реле имеется пробка 1 с резьбой для спуска влаги и грязного масла, скопившегося в нижней части реле.

На крышке корпуса с помощью стоек крепится выемная часть реле с сигнальным 5 и отключающим 6 элементами. Сигнальный элемент 5 представляет собой плоскодонную чашку с установленным внутри нее подвижным контактом 7. Чашка с помощью изоляционной стойки поворачивается на оси 8, втулка которой вмонтирована в держатель чашки 9. Концы оси устанавливаются в стойках 10, прикрепленных к сборочному кольцу 12. Неподвижный контакт 13 установлен на изолированной пластине сборочного кольца. для удерживания чашки в верхнем положении, при котором сигнальный контакт разомкнут, служит спиральная пружинка 14, прикрепленная к держателю 15, установленному на сборочном кольце.

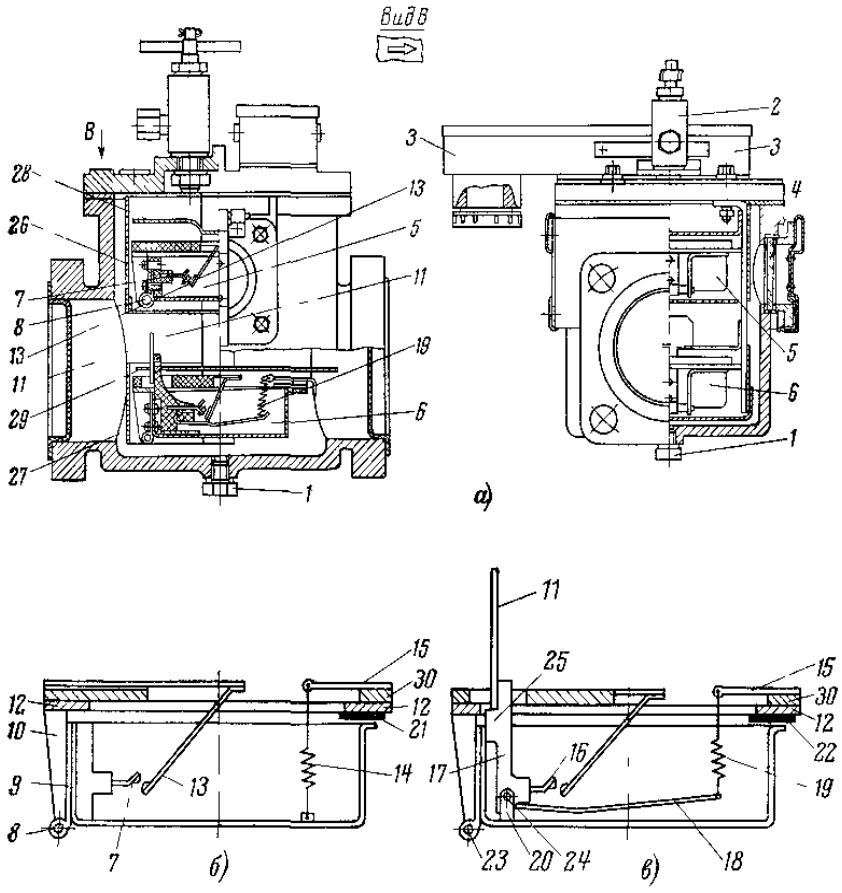


Рисунок 5.1 - Газовое реле РГЧЗ-66 и его элементы

Чашка и неподвижный контакт нижнего элемента крепятся таким же способом, как и чашка и неподвижный контакт верхнего элемента реле, но отключающий элемент конструктивно отличается от сигнального тем, что с его чашкой связана пластина 11, которая должна реагировать на скорость потока масла в реле. Пластина 11 и подвижный контакт 16 нижнего элемента

жестко крепятся к изоляционной стойке 17, к ней же крепится рычаг 18 спиральной пружинки 19. У сигнального и отключающего элементов между сборочными кольцами 12 и держателями 15 спиральных пружинок имеются прокладки 30.

Ось вращения пластины закреплена в скобообразной стойке 20, прикрепленной к дну чашки. Для предотвращения износа алюминиевого края обе их чашек в местах касания ими упора, ограничивающего их ход, края чашек выполнены отогнутыми, а в месте касания каждой чашки прикреплены пластины 21 и 22. Без выполнения указанных мероприятий край чашки выра-батывался бы в месте касания чашкой упора под воздействием вибрации трансформатора и реле, что имело место в реле первых выпусков, у которых эти пластины отсутствовали. Чашка и пластина 11 отключающего элемента имеют отдельные оси вращения 23 и 24, и при повороте вокруг своих осей и чашка и пластина действуют на замыкание отключающего контакта.

При повороте пластины вокруг своей оси 24 чашка может и не поворачиваться, но при повороте чашки пластина поворачивается всегда, так как стенка чашки надавливает на выступ 25 стойки пластины. Ход обеих чашек вниз ограничивается упорами, чем предотвращается заскакивание сигнального и отключающего контактов реле.

Оба элемента реле закрыты со стороны входного фланца реле цилиндрическими полуэкранами 26 и 27 для защиты от механических повреждений сильным по током масла. В случае замыкания отключающих или сигнальных контактов реле через имеющиеся в масле шлам или мелкие механические частицы произошла бы излишняя работа газовой защиты.

Поэтому над чашкой сигнального элемента установлен экран 28 для ограничения попадания в нее шлама и других механических частиц; с этой же целью над чашкой отключающего элемента установлен экран 29, в котором имеется прорезь для перемещения пластины 11.

В нормальных условиях работы трансформатора, когда газовое реле полностью заполнено маслом, верхняя и нижняя чашки реле удерживаются в верхнем положении так, что дно чашек имеет незначительный (на 5—10%) подъем со стороны расширителя. При этом оба контакта газового реле разомкнуты. Незначительное перетекание масла из бака трансформатора в расширитель и обратно, происходящее в процессе эксплуатации, не приводит к изменению положения сигнального и отключающего элементов реле.

При повреждении трансформатора, сопровождающемся слабым газообразованием, газ, проходящий из бака трансформатора в трубопровод расширителя, скапливается в верхней части корпуса реле, вытесняя масло.

Когда объем газа в реле достигает 400 $см^3$, уровень масла в реле окажется ниже дна чашки сигнального элемента. Под воздействием силы тяжести чашки, наполненной маслом, она опускается, поворачиваясь вокруг своей оси и сигнальный контакт реле замыкается. Отключающий элемент реле продолжает оставаться в масле, поэтому его контакты остаются разомкнутым При повреждении трансформатора, приводящего к большим динамическим

усилиям в его частях и бурному газообразованию, давление на баке резко возрастает и происходит бросок масла или смеси масла с газом из трансформатора в расширитель. Под воздействием потока масла (если его скорость равна или выше скорости срабатывания отключающего элемента реле) пластина поворачивается и отключающий контакт замыкается.

Выбор скорости срабатывания производится установкой в реле одной из трех пластин, откалиброванных на скорости 0,6; 0,9 и 1,2 м/с.

При описании конструкции указывалось, что пластина поворачивается вокруг своей оси, не приводя в движение чашку. Этим обстоятельством, а также расположением пластины против входного отверстия реле со стороны трансформатора достигаются быстрый поворот пластины вокруг своей оси и замыкание отключающего контакта реле.

Время замыкания отключающего контакта реле составляет при скорости потока масла более 1,5 его уставки 0,1 - 0,15 с, а при скорости потока масла 1,25 его уставки срабатывания не превышает 0,2 с. Время замкнутого состояния контакта при этом не менее 0,05 с, что позволяет осуществить надежную цепь на отключение трансформатора, хотя отключающий контакт газового реле может замыкаться и прерывисто в начальный момент повреждения трансформатора.

При описанном повреждении трансформатора сигнальный элемент реле может работать одновременно с отключающим или несколько позже, когда газ заполнит верхнюю часть корпуса реле.

При аварийной быстрой утечке масла трубопровод, соединяющий бак трансформатора с расширителем, и газовое реле оказываются без масла и оба элемента реле опускаются под воздействием силы тяжести чашек,
а контакты реле действуют на отключение трансформатора и на сигнал практически одновременно.

При сквозных к з. вблизи трансформатора происходит его сотрясение под воздействием больших токов, проходящих в его обмотках. Переток масла из бака трансформатора в расширитель при таких к.з не приводит, однако, к работе газовой защиты, поскольку скорость потока масла не достигает скорости срабатывания реле. Следует отметить, что реле РГЧЗ-66 более устойчивы к вибрациям трансформатора и к сквозным к.з., чем реле ПГЗ-22. В соответствии с названным выше ГОСТ контакты реле РГЧЗ-66 не должны замыкаться при его значительных вибрациях (с ускорением до 5 в диапазоне частот 20 - 100 Гц). Как известно, у реле ПГЗ-22 отмечались замыкания контактов (при неизменном положении отключающего или сигнального элементов) за счет того, что при значительных вибрациях трансформатора или внешних механических воздействиях ртуть в контактных колбочках реле также колебалась Таким образом, основными преимуществами реле РГЧЗ-6б перед реле ПГЗ-22 являются быстродействие и виброустойчивость.

На рисунке 5.2 приведена принципиальная схема газовой защиты трансформатора, выполненная на оперативном постоянном токе. Отключающий контакт газового реле РГ, как уже отмечалось выше, может

вибрировать под воздействием толчков потока масла или смеси масла с газом, поэтому, как правило, применяется самоудерживание выходного промежуточного реле РП, имеющего последовательные удерживающие обмотки. Самоудерживание автоматически снимается после отключения выключателей В1 и В2 трансформатора и размыкания их блок-контактов. Оперативный ток к цепям газовой защиты, связанным с действием на отключение, по дается через предохранители выключателя В1 со стороны питания трансформатора. Цепи отключения выключателей В1 и В2, разделенные на контактах промежуточного реле РП, питаются от предохранителей выключателя В1 и В2 соответственно.

Сигнальные контакты реле РГ питаются от отдельных предохранителей; они должны оставаться включенными в работу независимо от положения выключателей В1 к В2 для сигнализации, например, при возникновении течи в баке или уходе масла из реле РГ по другим причинам.

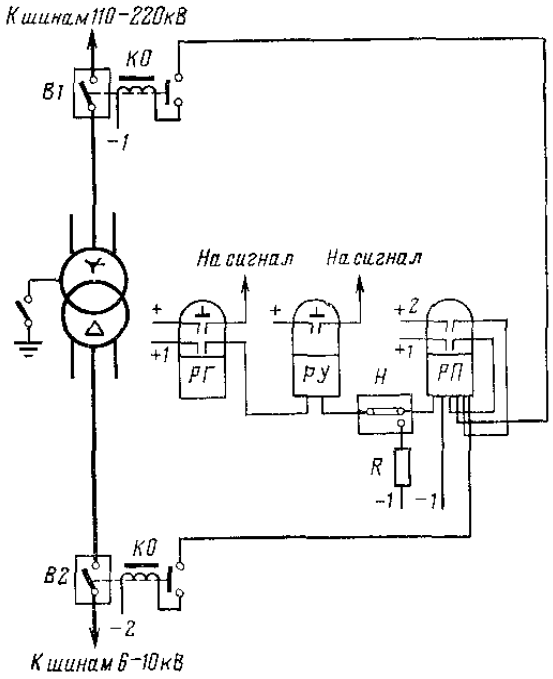


Рисунок 5.2 Принципиальная схема газовой защиты
на постоянном оперативном токе.

В схеме предусмотрен перевод действия отключающего элемента защиты на сигнал с помощью переключающего устройства (накладки) Н.

При защите группы из трех однофазных трансформаторов газовые реле устанавливаются на каждом из них и действуют на отключение трансформатор-ной группы через общее выходное промежуточное реле.

На рисунке 5.3 приведена принципиальная схема газовой защиты трансформатора тупиковой подстанции на оперативном переменном токе; в качестве источника оперативного тока обычно используются измерительные трансформаторы напряжения или предварительно заряженные батареи

конденсаторов, включенные к источнику питания через зарядное устройство УЗ. Газовая защита действует на включение короткозамыкателя КЗ, после чего линия отключается защитой на головном участке. При подключении к линии нескольких ответвительных подстанций последние подключаются к линии с помощью отделителей.

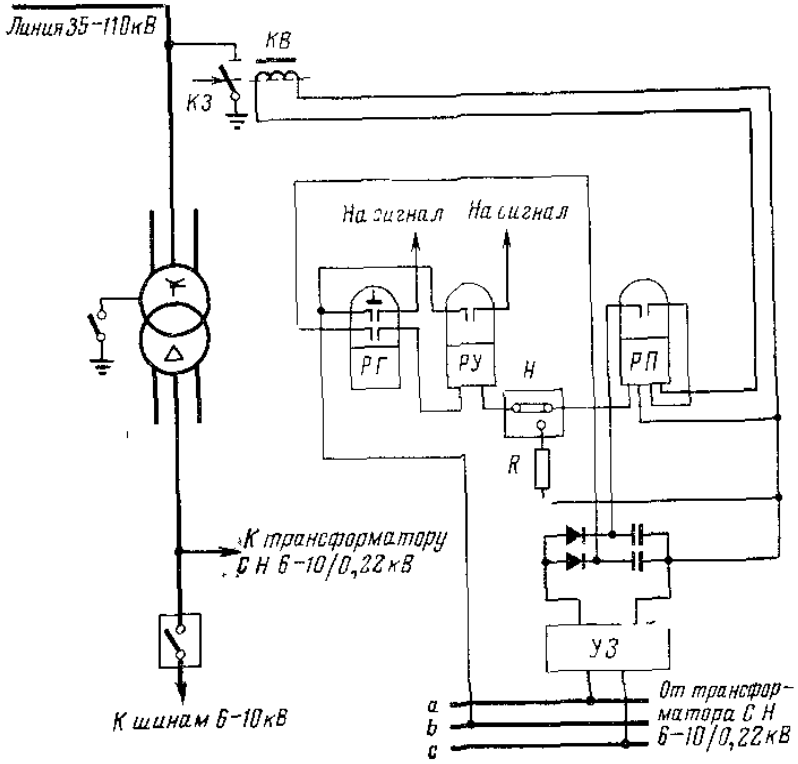


Рисунок 5.3 Принципиальная схема газовой защиты
на переменном оперативном токе

В случаях присоединения трансформатора со стороны питания с помощью отделителя и короткозамыкателя газовая защита трансформатора действует, как и на рисунке 5.3., на включение короткозамыкателя. Вслед за этим работает защита линии и отключается выключатель линии со стороны питания. Отделитель поврежденного трансформатора отключается после прекращения протекания через короткозамыкатель тока замыкания на землю, т.е. после отключения выключателя линии. Далее линия включается устройством АПВ, чем восстанавливается питание других подстанций, подключенных к этой линии

Таким образом, к уже отмеченным достоинствам газовой защиты, как срабатывание практически при всех повреждениях внутри бака трансформатора, высокая чувствительность и быстродействие, добавляется простота выполнения ее цепей.

Однако несрабатывание газовой защиты при повреждениях вне бака - на выводах - ведет к тому, что она не может быть единственной защитой от повреждений в зоне между выключателями (или между отделителем
и выключателем) трансформатора.

По действующим правилам отключающий элемент газовой защиты должен включаться на отключение трансформатора, независимо от места установки последнего и от вида обслуживания подстанции (с дежурством персонала или без него).

Полезным может быть газовая защита трансформаторов в районах, подверженных землетрясениям, а так же при постоянном проведении вблизи места установки трансформатора взрывных работ и т.п. В этих случаях отключающий элемент защиты постоянно включается на сигнал. На трансформаторах (автотрансформаторах) большой мощности при работе газовой защиты на отключение от нее же пускается устройство пожаротушения, с помощью которого после отключения выключателей трансформатора он поливается водой. Сигнальный элемент газовой защиты всегда включается на сигнал. Если оперативный персонал дежурит на подстанции только в дневное время, то выполняется передача сигнала для вызова на подстанцию персонала в остальное время суток. С подстанций без обслуживающего персонала сигнал о работе газовой защиты должен передаваться на объект, где постоянно дежурит оперативно-выездная бригада (ОВБ). Прибывающий па место персонал определяет причину работы газовой защиты и принимает меры, позволяющие сохранить в работе трансформатор, а если это невозможно, то включает резервный трансформатор взамен отключаемого.

6 Применение ограничителей перенапряжений

Ограничители перенапряжения (ОПН) относятся к высоковольтным аппаратам, предназначенным для защиты изоляции электрооборудования от атмосферных и коммутационных перенапряжении.

В отличие от традиционных вентильных разрядников с искровыми промежутками и карборундовыми резисторами/они не содержат искровых промежутков и состоят только из колонки нелинейных резисторов на основе окиси цинка, заключенных в полимерную или фарфоровую покрышку.

Оксидно-цинковые резисторы позволяют применять ОПН для более глубокого ограничения перенапряжений по сравнению с вентильными разрядниками и способны выдерживать без ограничения времени рабочее напряжение сети. Полимерная или фарфоровая покрышка обеспечивает эффективную защиту резисторов от окружающей среды и безопасность эксплуатации.

Габариты ОПН и их вес значительно меньше по сравнению с вентильными разрядниками.

В настоящее время существуют следующие нормативные документы, которые в той или иной мере рассматривают вопросы защиты электропитающих установок от перенапряжений:

Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений (РД 34.21.122-87); ГОСТ Р 50571.18-2000, ГОСТ Р 50571.19-2000, ГОСТ Р 50571.20-2000.

Наибольшее длительно действующее рабочее напряжение (Uc) - это наивысшее эффективное значение напряжения переменного тока, которое может быть подведено к зажимам ОПН без ограничения времени.

Номинальное напряжение - это нормативный параметр согласно МЭК99-4, определяющий значение переменного напряжения, которое ОПН должен выдерживать в течение 10 секунд при рабочих испытаниях.

Ток проводимости - это ток, текущий через ОПН под влиянием напряжения, приложенного к зажимам ОПН в условиях эксплуатации. Этот ток состоит из активной и емкостной составляющих и его величина составляет несколько сот микроампер, По этому току в эксплуатации производится оценка качества работы ОПН.

Устойчивость ОПН к медленно изменяющемуся напряжению -это способность ОПН выдерживать повышенный уровень напряжения промышленной частоты без разрушения в течение заданного времени. По этому значению напряжения производится настройка защитного отключения ОПН по истечению заданного времени.

Номинальный разрядный ток - это ток по которому классифицируется защитный уровень ОПН в грозовом режиме при импульсе 8/20 мкс.

Расчетный ток коммутационного перенапряжения - это ток, по которому классифицируется защитный уровень при коммутационных пере напряжениях с параметрами импульса 30/60 мкс.

Предельный разрядный ток - это пиковое значение грозового разрядного тока формой 4/10 мкс, который применяется для проверки прочности ОПН в случае прямого удара молнии в месте его установки.

Токовая пропускная способность - это норматив ресурса ОПН за весь срок эксплуатации при наиболее неблагоприятных случаях ограничения как грозовых, так и коммутационных перенапряжений. Эквивалентом пропускной способности является класс разряда линии, который по МЭК99-4 имеет 5 классов.

Устойчивость к короткому замыканию в ОПН - это способность поврежденного ограничителя выдерживать без взрыва покрышки токи короткого замыкания сети в месте установки ОПН.

Большинство крупных фирм производителей электротехнической продукции при разработке и выпуске ОПН используют те же конструкторские решения, технологии и дизайн, что и для производства других электроустановочных изделий. Это касается габаритных размеров, материала корпуса, применяемых технических решений для установки изделия в электроустановку потребителя, внешнего вида и других параметров.

Дополнительно к конструкции ограничителей перенапряжений могут быть предъявлены следующие требования:

Корпус устройства должен быть выполнен с соблюдением требований по защите от прямого прикосновения (класс защиты не ниже IP20);

Отсутствие риска возгорания устройства защиты или короткого замыкания в линии в случае его выхода из строя в результате перегрузки;

Наличие простой и надежной индикации выхода из строя, возможность подключения дистанционной сигнализации;

Удобство монтажа на объекте (установка на стандартную DIN рейку, совместимость с автоматическими предохранителями большинства европейских производителей: ABB, Siemens, Schrack и др.)

Основной рабочий элемент ОПН - нелинейный резистор (варистор), который набирают из отдельных дисков металлооксидной керамики, собранных последовательно в виде столбов. В ряде случаев такие столбы соединяют параллельно.

Резисторы помещены в герметичный диэлектрический (фарфоровый или пластмассовый) корпус. Их торцы подсоединены к металлическим фланцам, которые соединяют с фазой и землей или с фазами в зависимости от требований к ОПН как ограничителю фазных или междуфазных перенапряжений.

ОПН выполнены как опорные и подвесные аппараты наружной и внутренней установки. Разработаны ОПН с элегазовой изоляцией.

Резисторы ОПН изготовляют из металлооксидной керамики. Такую керамику получают в результате высокотемпературного обжига (до 1300°С) порошка, состоящего из окиси цинка (ZnO) и некоторого количества оксидов других металлов: висмута, сурьмы, кобальта, марганца и т. п. Масса оксида цинка составляет более 90 % массы керамики.

Резисторы ОПН выпускают в виде дисков диаметром от нескольких до ста миллиметров и толщиной от единиц до нескольких десятков миллиметров.

Вольт-амперную характеристику материала нелинейного резистора ОПН определяют в области рабочих значений тока по выражению

$$U=AI^{\alpha} \qquad (6.1)$$

где α - показатель нелинейности материала (0,02...0,1), причем β=1-α называется коэффициентом вентильности;

A - постоянная, зависящая от материала и размеров резистора.

Металлооксидные резисторы, используемые в ОПН, характеризуются существенно меньшим значением α по сравнению с карбидокремниевыми (SiC), используемыми в вентильных разрядниках (α=0,12... 0,5). На рисунке 6.1 приведена вольт-амперная характеристика нелинейного резистора ОПН.

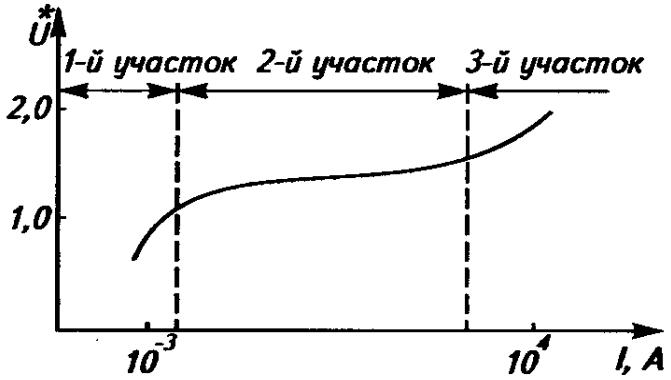


Рисунок 6.1 Вольт-амперная характеристика нелинейного резистора ОПН

Здесь можно выделить три участка.

На первом участке ОПН работает при длительных рабочих напряжениях промышленной частоты, на втором - при перенапряжениях установившегося режима (ЗНЗ) и коммутационных перенапряжениях, на третьем - при грозовых перенапряжениях с большими импульсными токами (10^1... 10^3).

Внешний вид ОПН представлен на рисунке 6.2.

Схема подключения ОПН может быть двух вариантов: с искровым промежутком и без него (рисунок 6.3).

В Казахстане используют ОПН без коммутирующих искровых промежутков, т. е. варистор ОПН находится постоянно под напряжением, что приводит к проблеме их термической устойчивости в режимах перенапряжений. В рабочих режимах электроустановок по варистору ОПН протекает очень малый ток, что не вызывает опасного нагрева ОПН.

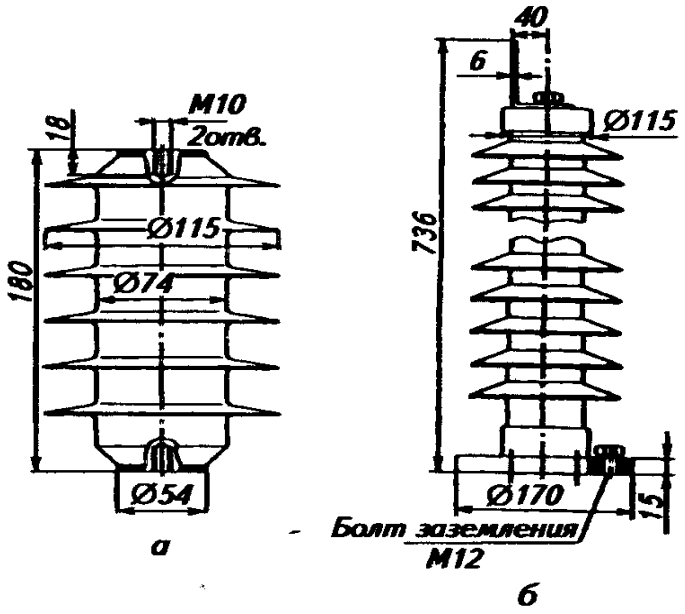


Рисунок 6.2 Внешний вид ОПН: а - $U_{ном}$=10 кВ; б - $U_{ном}$=35 кВ

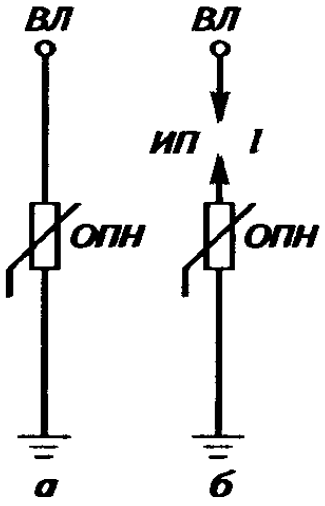


Рисунок 6.3 Схема включения ОПН: а – без искрового промежутка;
б - с искровым промежутком (ОПН-ИП)

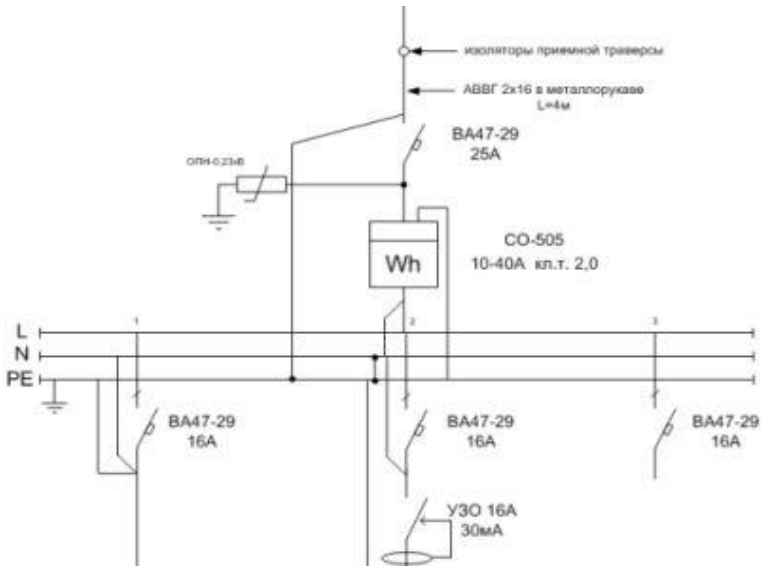


Рисунок 6.4 Пример включения ОПН

Перегрев варисторов при перенапряжениях может привести к росту давления внутри герметизированного корпуса и к взрыву с разрушением корпуса ОПН. Отсюда возникает необходимость обеспечения взрывобезопасности и нормирования тока взрывоопасности $I_{в.б}$.

Возможно целесообразно перейти к ограничителям с коммутирующими искровыми промежутками (ИП), в которых используется высоколинейный металлооксидный варистор и коммутирующие ИП, подключающие варистор к фазному проводу только при возникновении грозовых и коммутационных перенапряжений. В ОПН-ИП не возникает проблема термической устойчивости. Их выпускают фирмы *Cooper* и *Siemens* на средние классы напряжений.

В Казахстане ОНИ-ИП не нашли распространения, а при реконструкции действующих подстанций РАО «ЕЭС России» предлагает применять ОПН (без ИП) по экономическим соображениям и заменять вентильные разрядники на ОПН. Однако согласно статистике разрушения и взрывы ОПН в процессе эксплуатации приводят к экономическим ущербам.

ОПН разрабатывают и выпускают многие зарубежные и отечественные фирмы, среди них «Таврида-Электрик», «Электрокерамика», ООО «АФ-Полимер», «*Siemens*» и другие. В таблице 6.1 приведены параметры выпускаемых ОПН на напряжение 6...110 кВ.

ОПН одного класса напряжения различаются между собой электрическими характеристиками: энергоемкостью ОПН ($W_{ОПН}$); наибольшим
длительно допустимым рабочим напряжением ($U_{раб.наиб.}$) коммутационным импульсом тока ($I_{ком.расч}$); номинальным разрядным током ($I_н$); током взрывоопасности при большом токе к. з. ($I_{в.б}$); длиной пути утечки ($I_{ут}$).

В таблице 6.2 для примера даны основные электрические характеристики ОПН для сетей 10 кВ.

Таблица 6.1 - ОПН для защиты электроустановок 6…110 кВ

Изготовитель	$U_{ном}$, кВ	Тип ОПН	$U_{раб.ОПН}$, кВ	Объект защиты	Конструктивные особенности		
					Материал корпуса	$H_{ОПН}$,мм	Тип конструкции
Электро-керамика	6 10 35	ОПН-6 ОПН-10 ОПН-35	7,2 12 40,5	Сети с изолирован-ной и компенсиро-ванной нейтралью	Ф	205 270 550	Подвесная Подвесная Опорная
АЛВО	6 6 10 10 35	ОПН-1-6/7,2 ОПН-2-6/7,6 ОПН-10/12,7 ОПН-2-10/12,7 ОПН-П1-35	7,2 7,6 12,7 12,7 40,5	Сети с изолирован-ной и компенсиро-ванной нейтралью	П	215 215 265 265 590	Опорная Опорная Опорная Опорная Опорная
Электро-керамика	110	ОПН-110	73	Сети с заземленной нейтралью	Ф	960…1130	Опорная

Таблица 6.2 - Характеристики ОПН напряжением 10 кВ

Фирма изготовитель	Тип ОПН	$U_{раб.ОПН}$, кВ	$W_{ОПН}$, кДж	$I_{н}$, кА	$I_{ком.расч}$, А	$U_{ост.ком}$ кВ при $I_{ком.расч}$	$U_{гр}$, кВ при $I_{гр}$=5 кА (10 кА)	$I_{в.б}$, кА	$I_{ут}$, мм
ЭК-КФЗ	ОПН-10	12	16,2	5	300	32	40	-	210
ЭЛВО	ОПН-10-10/127	12,7	17,2	5	500	31,8	40(42,8)	10	286
TEL	ОПН-КР/ TEL-10/10,5	10,5	37,8	10	500	26,1	27,5(31,2)	10	370
Феникс	ОПН-КС/ TEL-0/10,5 ОПН-10/12	10,5 12	42 18	10 10	500 500 (1000)	26 29 (30,2)	30,6 (33) 35,4 (39,1)	10	220 300
АВВ-УЭТМ	POLIM-1-10	13	71,5	10	250 (1000)	31 (33,4)	37,9 (40,0)	40	867
Siemens	3EE2150	12	96…120	10	500 (1000)	31,5 (33)	37 (39)	20	490

Выбор ОПН проводят по нескольким показателям с учетом требований ограничения коммутационных и грозовых перенапряжений до значений, обеспечивающих безопасную и надежную работу изоляции защищаемых электроустановок.

ОПН должен работать, не теряя термической устойчивости, при непрерывном воздействии напряжений: рабочих и превышающих рабочие. К ним относят временные повышения напряжения в установившихся перенапряжениях при рабочих и аварийных коммутациях.

ОПН должен быть взрывобезопасен.

Выбор параметров ОПН для защиты сетей 6...35 кВ проводят следующим образом. ОПН выбирают по наибольшему длительно допустимому рабочему напряжению ОПН $U_{раб.наибОПН.}$, которое для напряжения 6 кВ равно 6,9 кВ, для 10 кВ - 11,5, а для 35 кВ - 40,5 кВ.

$$U_{раб.наибОПН} \geq U_{раб.наиб} \qquad (6.2)$$

Проводят проверку выбранного ОПН по характеристике «напряжение - время» на термическую устойчивость при повышении напряжения в рабочих режимах и при повышении напряжения в сети при однофазном замыкании на землю. Значение временного повышения напряжения обозначено U_{yi} и соответствующее время t_{yi} (они известны по данным эксплуатации)

$$t_{вi} \geq t_{yi} \qquad (6.3)$$

В соответствии с ПУЭ для защиты от грозовых перенапряжений ОПН устанавливают:

в РУ 6...35 кВ, к которым присоединены ВЛ;

на обмотках 6...10 кВ трансформаторов в случае установки молниеотводов на трансформаторных порталах.

В случае установки ОПН для защиты от грозовых перенапряжений выбирают номинальный разрядный ток ОПН $I_н$, кА.

Во всех случаях, кроме оговоренных ниже, номинальный разрядный ток принимают равным не менее 5 кА; 10 кА в случаях: в районах с грозовой деятельностью более 50 грозовых часов в году; в схемах грозозащиты, к которым предъявляют повышенные требования к надежности.

Ниже приведены значения перенапряжений на грозозащитных аппаратах.

$U_{н.с}$, кВ	6	10	35
$U_{гр}$ при импульсе тока 8/20 мкс с $I_{гр}$=5 кА, не более, кВ	27	45	130

Ограничитель не должен работать при перенапряжениях, вызванных однофазными замыканиями на землю. Это требование выполняется, если значение остаточного коммутационного напряжения на ограничителе $U_{ост.ком}$

при импульсе тока 30/60 мкс с максимальным значением $I_к$ = 500 кА не менее значений, приведенных ниже:

$U_{н.с}$, кВ	6	10	35
$U_{ост.ком}$ при импульсе тока 30/60 мкс с $I_{гр}$=500 кА, не менее, кВ	18	29	99

При защите трансформатора от грозовых перенапряжений ОПН устанав-ливают на защищаемом трансформаторе до коммутационного аппарата.

В РУ 6...10 кВ с кабельными вводами расстояние от ОПН до трансформа-тора и аппаратов не ограничивают.

При применении воздушных линий для связи с РУ расстояние от ОПН до трансформаторов и аппаратов не должно превышать 60 м при ВЛ на деревян-ных опорах и 90 м на металлических и железобетонных опорах.

7 Технико-экономические показатели проекта

В данном проекте рассчитана стоимость отпускаемой электроэнергии с шин 10 кВ (0,38 кВ) проектируемой подстанции. Исходными данными для расчета являются [13]:

- принятая в проекте схема электроснабжения;
- число часов использования максимальной нагрузки ($T_{мах}$=2500-3500ч).;
- число часов потерь энергии τ, час;
- стоимость отпускаемой электроэнергии с шин 35 кВ, тенге /кВт·ч.

Полная себестоимость передачи электроэнергии

Полная себестоимость передачи $C_{пол}$ определяется по выражению [13]:

$$C_{пол} = C_{эксп} + C_{пот}, \quad (7.1)$$

где $C_{эксп}$ - эксплуатационные расходы на содержание, ремонт и обслуживание электрических сетей, тенге/год;

$C_{пот}$ - стоимость потерь электроэнергии, тенге/год.

Эксплуатационные расходы складывают из следующих затрат:

$$C_{эксп} = C_{ам} + C_{з.п.} + C_{об} + C_{ос.}. \quad (7.2)$$

где $C_{ам}$ - амортизационные отчисления, тенге/год

$C_{з.п.}$ – расходы на заработную плату, тенге/под

$C_{об}$ – расходы на обслуживание оборудования, тенге/год

$C_{ос.}$ – общесетевые расходы, тенге/год.

$$C_{эксп} = 1209 + 7068 + 280 + 744 = 9301 \text{ тыс. тенге/год.}$$

Амортизационные отчисления.

Затраты на амортизацию:

$$C_{ам} = C_{р} + C_{к.р.}, \quad (7.3)$$

где $C_{р}$ - отчисления на реновацию (восстановление), тенге/год;

$C_{к.р.}$ - затраты на капитальный ремонт, тенге/год

Реновация представляет собой полное восстановление основных фондов (первичной стоимости объектов) за естественный срок службы. Значение $C_{АМ}$ определяется по выражению:

$$С_{ам} = Р_{ам}\% \cdot К/100 \quad (7.4)$$

где: Рам% - норма амортизационных отчислений;

К – капитальные затраты на объект, тенге/год

Значение Рам% можно брать по данным [13].

$$С_{ам.вл-10} = \frac{3,5}{100} \cdot 9428 = 341 \text{ тыс.тенге;}$$

$$С_{ам.пс-35/10} = \frac{6,3}{100} \cdot 9428 = 604 \text{ тыс.тенге;}$$

$$С_{ам.вл-35} = \frac{2,8}{100} \cdot 9428 = 264 \text{ тыс.тенге;}$$

$$С_{ам} = 341 + 604 + 264 = 1209 \text{ тыс.тенге;}$$

Заработная плата

Расходы на заработную плату включают в себя:

$$С_{з.п} = С_{з.п.осн.} + С_{з.п.доп} + С_{с.с.}, \quad (7.5)$$

где $С_{з.п.осн.}$ - основная заработная плата, тенге/год;

$С_{з.п.доп}$ - дополнительная заработная плата, тенге/год.

$С_{с.с.}$ - расходы на специальное страхование и отчисления в пенсионный фонд, тенге/год.

Основная заработная плата $С_{з.п.осн.}$ определяется по выражению:

$$С_{з.п.осн.} = n_{пр} \cdot С_{ср}, \quad (7.6)$$

где $n_{пр}$ – численность производственного персонала (рабочих, ИТР и служащих), чел.

$С_{ср}$ – средняя зарплата в год, тенге/год.

$$С_{з.п.осн.} = 7 \cdot 666 = 4665 \text{ тыс.тенге.}$$

Дополнительная заработная плата определятся по выражению

$$С_{з.п.} = (0,2 - 0,25)С_{з.п.осн.}, \text{ тенге/год}$$

$$С_{з.п.доп} = 0,24 \cdot 4665 = 1131 \text{ тыс.тенге.}$$

Отчисления на социальное страхования и пенсионный фонд

$$C_{с.с} = b(C_{з.п.осн} + C_{з.п.доп}),\ \text{тенге/год}$$

где b – доля отчислений в о.е. на социальное страхование и в пенсионный фонд по нормативам государственных органов.

$$C_{с.с.} = 0{,}5(4665 + 466{,}5) = 2565{,}75\ \text{тыс. тенге;}$$
$$C_{з.п} = 4665 + 1131 + 1272 = 7068\ \text{тыс. тенге.}$$
$$C_{нак.} = 0{,}11(4665 + 466{,}5) = 564{,}465\ \text{тыс. тенге}$$

Расходы на обслуживание оборудования

Эти расходы включают в себя все виды расходов на текущий ремонт, стоимость вспомогательных материалов, услуги сторонних организаций и прочие расходы, и принимаются в некоторой доле от амортизационных отчислений:

$$C_{обс.} = p \cdot C_{ам} \qquad (7.7)$$

где p=0,2-0,3 (большие значение принимаются для сетей низкого напряжения).

$$C_{обс} = 0{,}25 \cdot 1120 = 280\ \text{тыс. тенге;}$$

Общесетевые расходы

Общесетевые расходы определяются по выражению:

$$C_{ос} = n_{рау} C_{ср.рау} + \gamma(C_{ам} + C_{обс}),\ \text{тыс. тенге;} \qquad (7.8)$$

где $n_{рау}$ – численность работников аппарата управления;

$C_{ср.рау}$ – средняя годовая зарплата работников аппарата управления, тенге/год

γ - коэффициент, принимаемый равным (0,025-0,05).

$$C_{о.с.} = 2 \cdot 258 + 0{,}04(1209 + 2280) = 774\ \text{тыс. тенге.}$$

Стоимость потерь электрической энергий

Стоимость потерь электрической энергии определяется по выражению:

$$C_{пот} = \Delta A \cdot \alpha \qquad (7.9)$$

где А – годовые потери электроэнергии, кВт·ч;

α - удельные замыкающие затраты на электроэнергию, тенге/год.

Общие потери энергии ΔА складываются из потерь $\Delta A_{вл}$ в проводах воздушных линий и потерь $\Delta A_{тр}$ в трансформаторах.

Потери в проводах ВЛ в кВт·ч по выражению:

$$\Delta A_{ВЛ} = \left(\sum \frac{S_i}{U_н^2} \cdot r_{oi} \right) \cdot \tau \cdot 10^3, \qquad (7.10)$$

где i - номер расчетного участка линии;

n - количество участков;

S_i - расчетная мощность на i-ом участке, кВА;

$U_н$ - номинальное напряжение ВЛ, кВ;

r_{oi}., l_i - удельное активное сопротивление (Ом/км) и длина (км) i-го участка;

τ – время потерь (час). Среднее значение времени потерь для отдельных элементов сети, согласно [13], равны: $\tau_{вл35}$=2500 ч; $\tau_{вл10}$=1900 ч.; $\tau_{пс35/10}$=2000 ч.; $\tau_{пс10/0.4}$=1800 ч.

Определяем потери электроэнергии в проводах ВЛ-10 кВ (фидер-3):

$$\Delta A_{ВЛ} = \frac{1243^2}{10{,}5^2} \cdot 0{,}42 \cdot 1{,}2 + \frac{1199^2}{10{,}5^2} \cdot 0{,}42 \cdot 0{,}5 + \frac{106^2}{10{,}5^2} \cdot 0{,}58 \cdot 0{,}2 + \frac{311^2}{10{,}5^2} \cdot 0{,}58 \cdot 0{,}5$$
$$+ \frac{878^2}{10{,}5^2} \cdot 0{,}42 \cdot 0{,}5 + + \frac{820^2}{10{,}5^2} \cdot 0{,}42 \cdot 0{,}5 + \frac{480^2}{10{,}5^2} \cdot 0{,}42 \cdot 0{,}6 + \frac{156^2}{10{,}5^2} \cdot 0{,}58 \cdot 0{,}8 +$$
$$+ \frac{426^2}{10{,}5^2} \cdot 0{,}42 \cdot 1{,}2 + \frac{320^2}{10{,}5^2} \cdot 0{,}42 \cdot 0{,}6 + + \frac{220^2}{10{,}5^2} \cdot 0{,}42 \cdot 1{,}2 \cdot 1900 \cdot 10^{-3} = 19110 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Аналогично определяем потер энергии в проводах ВЛ-10 кВ на оставшихся фидерах:

ΔАвл.ф-1=12524 кВт·ч.;

ΔАвл.ф-2=14860 кВт·ч.;

ΔАвл.ф-4=16750 кВт·ч.

Суммируем потери энергии в проводах ВЛ-10 кВ:

$$\Delta A_{ВЛ} = 19110 + 12524 + 14860 + 16750 = 63244 \text{ кВ·ч.}$$

Потери энергии в трансформаторах определяются в кВт·ч по выражению:

$$\Delta A_{тр} = (\Delta P_{ст} \cdot 8760 + \Delta P_{м}) \cdot S \cdot \tau / S_{н} \qquad (7.11)$$

где $\Delta P_{ст}$, $\Delta P_{м}$ - потери в стали и в меди трансформатора, кВт;

S, Sн - расчетная и номинальная мощности трансформатора, кВА.

Удельные затраты на потери электроэнергии в отдельных элементах в сельских электрических сетей энергосистем республики Казахстан, $\alpha_{вл}$ и $\alpha_{тр}$, тенге/кВт·ч.

Определяем потери электроэнергии в трансформаторах, расположенных на фидере 1:

$$\Delta A_{р1}=0{,}265\cdot 8760\cdot 1+1{,}28\left(\frac{44}{63}\right)^2\cdot 1900+0{,}365\cdot 8760\cdot 3+\left(\frac{74}{100}\right)^2\cdot$$
$$\cdot 1{,}97\cdot 1900+\left(\frac{54}{100}\right)^2\cdot 1{,}97\cdot 1900+\left(\frac{91}{100}\right)^2\cdot 1{,}97\cdot 1900+0{,}54\cdot 8760\cdot 2+\left(\frac{124}{100}\right)^2\cdot$$
$$\cdot 2{,}65\cdot 1900\left(\frac{110}{160}\right)^2 2\cdot 2{,}65\cdot 1900+0{,}78\cdot 8760\cdot 2+\left(\frac{170}{250}\right)^2\cdot 3{,}7\cdot 1900+$$
$$+\left(\frac{175}{250}\right)^2\cdot 3{,}7\cdot 1900=64956 \text{ кВт·ч.}$$

Аналогично определяем потери энергии в трансформаторах, расположенных на остальных линиях ВЛ-10 кВ:

$\Delta A_{тр\cdot ф2}$=79650 кВт·ч;

$\Delta A_{тр\cdot ф3}$=111264 кВт·ч;

$\Delta A_{тр\cdot ф4}$=88754 кВт·ч.

Суммируем потери в трансформаторах:

$$\Delta A_{тр} = 64956 + 79650 + 11264 + 88754 = 344624 \text{ кВт·ч.}$$

Тогда суммарные потери составляют:

$$\Delta A = \Delta A_{вл} + \Delta A_{тр} = 63244 + 344624 = 407868 \text{ кВт·ч.}$$

Стоимость потерь:

$$C_{пот} = 407868 \cdot 5{,}9 \cdot 10^{-2} = 2406{,}4212 \text{ тыс. тенге.}$$

Полная стоимость 1 кВт·ч. отпускаемой электроэнергии

Полная себестоимость передачи q определяется по выражению:

$$q = C_{пол} / A_{п.о.,} \qquad (7.12)$$

где $C_{пол}$ - полная стоимость передачи, в тенге;

$A_{п.о.}$ - полезно отпущенная электроэнергия, кВт.ч.

Значение $A_{п.о.}$ - определяется по формуле:

$$A_{п.о.} = S_{расч} \cos\varphi \cdot T_{max} - \Delta A, \qquad (7.13)$$

где $S_{расч}$ - расчетная мощность в начале линии;

cosφ - среднее значение коэффициента мощности (0,8-0,85);

$T_{мах}$ - число часов использования максимальной нагрузки (3000-4000 час).

$$A_{п.о.} = 3097 \cdot 0{,}8 \cdot 3500 - 407868 = 8263732 \text{ кВт·ч};$$

$$C_{пол} = 9301 + 2406{,}4 = 11707{,}4 \text{ тыс.тенге};$$

$$q = \frac{11707{,}4}{8263{,}732} = 1{,}4 \text{ тенге/ кВт·ч.}$$

Себестоимость электроэнергии отпускаемой с шин 10 кВ (0,38 кВ) подстанции определяется по выражению:

$$q_{отп}=q_c+q$$

где q_c - средние удельное приведенные затраты на электроэнергию в энергосистемах республики Казахстан (q_c, тенге/кВт·ч, принять по директивным материалам).

$$q_{отп}=5{,}2+1{,}4=6{,}6 \text{ тенге/ кВт·ч.}$$

Стоимость электроэнергии с шин 10 кВ (0,38 кВ) подстанции при получении банковского кредита определяется по выражению:

$$\beta=E_б \cdot n_б \cdot К/A_{п.о.}+q_c+q \qquad (7.14)$$

где $E_б$ - коэффициент окупаемости капитальных вложений с учетом погашения банковского кредита;

$n_б$ - ежегодная норма возврата процентов по банковскому кредиту;

К - банковский кредит, тенге.

$$\beta = \frac{0{,}9 \cdot 0{,}25 \cdot 9 \cdot 10^6}{8263732} + 5{,}2 + 1{,}4 = 6{,}84 \text{ тенге/ кВт·ч.}$$

Стоимость электроэнергии отпускаемой с шин 10 кВ (0,38 кВ) подстанции с учетом прибыли

$$\beta^1 = \beta + m \cdot \beta .$$

где m - уровень рентабельности в о.е.

$$\beta^1 = 6{,}84 + 2 \cdot 5{,}7 + 2 = 9{,}98 \text{ тенге/ кВт·ч.}$$

Стоимость электроэнергии отпускаемая с шин 10 кВ (0,38 кВ) подстанции с учетом налога на добавленную стоимость (НДС):

$$\beta^{11} = \beta^1 + m^1 \cdot \beta^1 \qquad (7.15)$$

где m^1 – составляющая НДС в о.е.

$$\beta^{11} = 9{,}98 + 0{,}1 \cdot 9{,}98 = 11 \text{ тенге/ кВт·ч.}$$

Оценка риска.

Во избежание производственного, рыночного и финансового риска необходимо изучить факторы риска, для чего используется графический способ.

Для построения графика требуется определить следующие величины:
Постоянные годовые издержки:

$$И_{пост} = С_{ам} + С_{зп} + С_{ос} + С_{б} \qquad (7.16)$$

где $С_{ам}$ - расходы на амортизацию;

$С_{зп}$ - расходы на заработную плату, включая отчисления на социальное страхование и пенсионный фонд;

$С_{ос}$ - общественные расходы.

$С_{б}$ - ежегодная сумма возврата денег по банковскому кредиту (если используется банковская ссуда).

$$И_{пост} = 1209 + 7068 + 744 + 280 = 9301 \text{ тыс.тенге.}$$

Переменные годовые издержки:

$$И_{пер} = С_{пот} + q_с \cdot А_{п.о.} \qquad (7.17)$$

где: $С_{пот}$ - стоимость потерь электроэнергии;

$q_с$ - средние удельные приведенные затраты на электроэнергию в энергосистеме;

$А_{п.о.}$ - годовая полезно отпущенная электроэнергия, кВт.ч.

$$И_{пер} = 11900 + 5{,}2 \cdot 8263{,}7 = 98381 \text{ тыс.тенге.}$$

где $С_{пр}$ - стоимость продукции, тенге/год;

$С_{рп}$ - годовая стоимость реализованной продукции (электроэнергии) с учетом или без учета НДС, тенге/год.

$$С_{рп} = \beta^1 \cdot А_{п.о.} = 6{,}84 \cdot 8263{,}7 = 56524 \text{ тыс.тенге.}$$

Рентабельность транспортировки электроэнергии определяется выражением:

$$Р = \frac{ВП}{И_{посТ} + И_{пер.}} \cdot 100\%, \qquad (7.18)$$

где: ВП - валовая прибыль ($ВП = С_{рп} - И_{пост} - И_{пер}$).

$$ВП = 56524 - 9301 - 38344 = 8879 \text{ тыс.тенге.}$$

$$Р = \frac{8879}{9301 + 38344} \cdot 100 = 18{,}6\%.$$

Годовая прибыль от транспортировки электроэнергии без учета НДС определяется по выражению:

$$П_р = (\beta^1 - \beta) \cdot А_{п.о.}, \qquad (7.19)$$

$$П_р = (6{,}84 - 5{,}7) \cdot 8263{,}7 = 9420 \text{ тыс.тенге.}$$

8 Безопасность жизнедеятельности

8.1 Анализ опасности поражения электрическим током в электрических сетях

При эксплуатации и ремонте электрического оборудования и сетей человек может оказаться в сфере действия электрического поля или непосредственном соприкосновении с находящимися под напряжением проводками электрического тока. В результате прохождения тока через человека может произойти нарушение его жизнедеятельных функций.

Опасность поражения электрическим током усугубляется тем, что, во первых, ток не имеет внешних признаков и как правило человек без специальных приборов не может заблаговременно обнаружить грозящую ему опасность; во вторых, воздействия тока на человека в большинстве случаев приводит к серьезным нарушениям наиболее важных жизнедеятельных систем, таких как центральная нервная, сердечно-сосудистая и дыхательная, что увеличивает тяжесть поражения; в третьих, переменный ток способен вызвать интенсивные судороги мышц, приводящие к не отпускающему эффекту, при котором человек самостоятельно не может освободиться от воздействия тока; в четвертых, воздействие тока вызывает у человека резкую реакцию отдергивания, а в ряде случаев и потерю сознания, что при работе на высоте может привести к травмированию в результате падения.

Электрический ток, проходя через тело человека, может оказывать биологическое, тепловое, механическое и химическое действия. Биологическое действие заключается в способности электрического тока раздражать и возбуждать живые ткани организма, тепловое – в способности вызывать ожоги тела, механическое – приводить к разрыву тканей, а химическое – к электролизу крови.

Воздействие электрического тока на организм человека может явиться причиной электротравмы. Электротравма – это травма, вызванная воздействием электрического тока или электрической дуги. Условно электротравмы делят на местные и общие. При местных электротравмах возникает местное повреждение организма, выражающиеся в появлении электрических ожогов, электрических знаков, в металлизации кожи, механических повреждениях и электроофтальмии (воспаление наружных оболочек глаз). Общие электротравмы, или электрические удары, приводят к поражению всего организма, выражающемуся в нарушении или полном прекращении деятельности наиболее жизненно важных органов и систем – легких (дыхания), сердца (кровообращения).

Оценивать опасность воздействия электрического тока на человека можно по ответным реакциям организма. С увеличением тока четко проявляются три качественно отличные ответные реакции. Это прежде всего ощущение, более судорожное сокращение мышц (неотпускание для

переменного тока и болевой эффект постоянного) и, наконец, фисрилляция сердца. Электрические токи, вызывающие соответствующую ответную реакцию, подразделяют на ощутимые, неотпускающие и фибрилляционные.

8.1.1 Однофазное прикосновение к сети

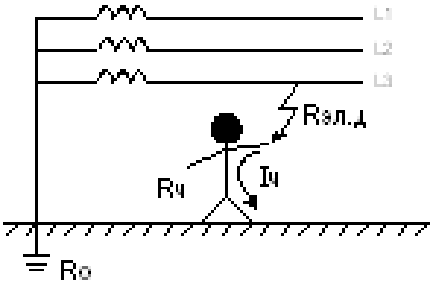


Рисунок 8.1 - Однофазное прикосновение к сети

$$I_h = \frac{U_ф}{\sqrt{3}\cdot(R_h + R_{эл.д} + R_0)}, \qquad (8.1)$$

где $U_ф$ - фазное напряжение, В;
R_h -сопротивление тела человека, Ом;
$R_{эл.д}$ - сопротивление электрической дуги, Ом;
R_0 - сопротивление заземляющего устройства, Ом.

$$I_h = \frac{110\cdot10^3}{\sqrt{3}\cdot(1000+2000+0{,}5)} = 21{,}6 \text{ А}.$$

8.1.2 Двухфазное прикосновение к сети

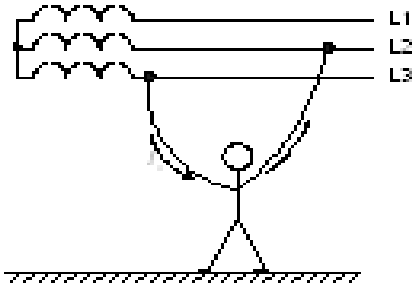


Рисунок 8.2 - Двухфазное прикосновение к сети

$$I_h = \frac{U_Л}{R_h + R_{эл.д}}, \qquad (8.2)$$

где $U_л$ - линейное напряжение, В;

R_h -сопротивление тела человека, Ом;

$R_{эл.д}$ - сопротивление электрической дуги, Ом.

$$I_h = \frac{35 \cdot 10^3}{1000 + 2000} = 11{,}67 \text{ А.}$$

8.1.3 Однофазное прикосновение к сети

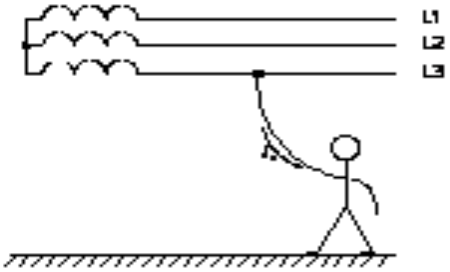


Рисунок 8.3 – Однофазное прикосновение к сети

$$I_h = \frac{U_ф}{\sqrt{3}(\sqrt{R_h^2 + (\frac{X_C}{3})^2} + R_{эл.д})}, \quad (8.3)$$

где X_c – емкостное сопротивление, Ом.

$$I_h = \frac{35 \cdot 10^3}{\sqrt{3}(\sqrt{1000^2 + (\frac{32 \cdot 10^3}{3})^2} + 2000)} = 6{,}73 \text{ А.}$$

8.1.4 Попадание под напряжение прикосновения

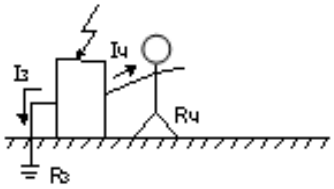


Рисунок 8.4 – Попадание под напряжение прикосновения

$$I_h = \frac{I_з \cdot R_з \cdot \alpha_з}{R_h} = 11{,}67, \quad (8.4)$$

где $I_з$ – ток замыкания на землю, А;

α_1 – коэффициент напряжения прикосновения

$$I_h = \frac{5200 \cdot 0{,}5 \cdot 0{,}3}{1000} = 0{,}78 \text{ А}.$$

Таким образом, оценена опасность воздействия электрического тока на человека. С увеличением тока четко проявляются три качественно отличные ответные реакции. Это прежде всего ощущение, более судорожное сокращение мышц (неотпускание для переменного тока и болевой эффект постоянного) и, наконец, фисрилляция сердца. Электрические токи, вызывающие соответствующую ответную реакцию, подразделяют на ощутимые, неотпускающие и фибрилляционные

8.2 Разработка мер электробезопасности

Заземление – одна из основных и старейших защитных мер. При этой защитной мере все металлические корпуса электроприемников, металлические конструкции и т.п., которые могут оказаться из-за повреждения изоляции под опасным напряжением, должны быть заземлены, т.е. преднамеренно соединены с землей.

Назначение защитного заземления заключается в том, чтобы создать между корпусом защищаемого устройства и землей электрическое соединение с достаточно малым сопротивлением для того, чтобы в случае замыкания на корпус этого устройства прикосновение к этому корпусу человека (параллельное присоединение) не могло вызвать прохождение через его тело тока такой величины, которая угрожало бы жизни или здоровью.

Заземление может быть рабочим, защитным и грозозащитным.

Разрабатывается заземляющее устройство для ОРУ 110/35/10 кВ “Кенкияк”, размещенного на многослойной земле с удельными сопротивлениями верхнего слоя $\rho_{1изм}$ и нижнего слоя $\rho_{2изм}$.

По периметру контура заземления в грунт забьем вертикальные стержни диаметром d, длиной l.

По рассматриваемому проекту площадь подстанции $90 \times 140 \text{ м}^2$, верхний слой $\rho_1 = 150 \text{ Ом} \cdot \text{м}$(с учетом промерзания), нижний слой $\rho_2 = 60 \text{ Ом} \cdot \text{м}$, $h_1 = 2 \text{ м}$, $t = 0{,}8 \text{ м}$, $l_В = 5 \text{ м}$, $t_{р,з} = 0{,}12 \text{ с}$, $t_{отк,в} = 0{,}08 \text{ с}$, $L_Г = 920 \text{ м}$, ток, стекающий с заземлителей подстанции при однофазном КЗ на рассматриваемой подстанции, $I_з = 5 кА$. Естественных заземлителей нет.

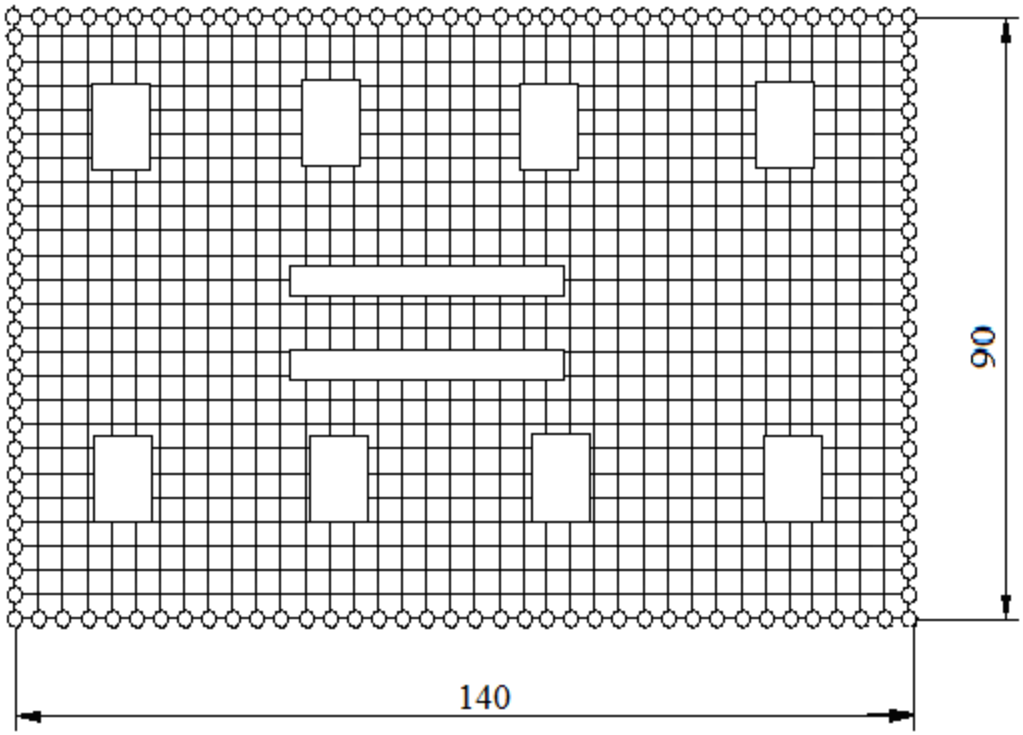


Рисунок 4.4 – Расчетная схема заземления

По предварительной схеме определяется суммарная длина горизонтальных и количество вертикальных электродов.

$$L_Г = 90 \cdot 6 + 140 \cdot 4 = 920 \text{ м}, \tag{8.5}$$

$$n_В = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{l_В}, \tag{8.6}$$

$$n_В = \frac{\sqrt{140 \cdot 90} \cdot 4}{5} = 90 \text{ шт.}$$

Составляется расчетная модель заземлителя в виде квадратной сетки площадью $S = 12600 \text{ м}^2$. Длина одной стороны ее будет $\sqrt{S} = 112 \text{ м}$.

Количество ячеек по одной стороне модели определяется по формуле

Коэффициент прикосновения определяется по формуле

$$m = \frac{L_Г}{2\sqrt{S}} - 1, \tag{8.7}$$

$$m = \frac{920}{2\sqrt{140 \cdot 90}} - 1 = 4{,}1 - 1 = 3{,}1,$$

принимается $m = 3$.

Уточняется суммарная длина горизонтальных электродов

$$L_{Г}^{'} = 2\sqrt{S}(m+1), \quad (8.8)$$

$$L_{Г}^{'} = 2 \cdot 112 \cdot 4 = 896 \text{ м.}$$

Расстояние между вертикальными электродами определяется по формуле:

$$a = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{n}, \quad (8.9)$$

$$a = \frac{4 \cdot 112}{90} = 5 \text{ м.}$$

Суммарная длина вертикальных заземлителей (электродов)

$$L_{В} = l_{В} \cdot n_{В}, \quad (8.10)$$

$$L_{В} = 5 \cdot 90 = 450 \text{ м},$$

где $l_{В}$ - длина вертикального заземлителя, м;

$n_{В}$ - количество вертикальных электродов.

Относительная глубина погружения в землю вертикальных электродов

$$t_{отн} = \frac{l_{В} + t_{В}}{\sqrt{S}}, \quad (8.11)$$

$$t_{отн} = \frac{5 + 0{,}8}{112} = 0{,}05 \text{ м},$$

тогда $t_{В}$ - глубина погружения в землю верхнего конца вертикального электрода, м;

$\sqrt{S}$ - площадь, занимаемая заземлителем, м^2;

$l_{В}$ - длина вертикального заземлителя, м;

$L_{Г}$ - длина горизонтальных заземлителей, м.

Относительная длина по формуле:

$$l_{отн} = \frac{h - t_{В}}{l_{В}}, \quad (8.12)$$

$$l_{отн} = \frac{2 - 0{,}8}{5} = 0{,}24 \text{ м.}$$

Расчетное эквивалентное удельное сопротивление грунта $\rho_Э$ определяется по формуле

$$\rho_{экв} = \frac{\rho_1}{\rho_2} = \frac{150}{60} = 2{,}5. \quad (8.13)$$

Поскольку $1 < \rho_1 / \rho_2 < 10$ значение k находится по формуле:

$$k = 0{,}43 \cdot (l_{отн} + 0{,}272 \cdot \ln \frac{a \cdot \sqrt{2}}{l_В}), \quad (8.14)$$

$$k = 0{,}43 \cdot (0{,}24 + 0{,}272 \cdot \ln \frac{5 \cdot \sqrt{2}}{5}) = 0{,}14.$$

Теперь определяется $\rho_Э$ по формуле:

$$\rho_Э = \rho_2 \cdot (\frac{\rho_1}{\rho_2})^k, \quad (8.15)$$

$$\rho_Э = 60 \cdot (\frac{150}{60})^{0{,}14} = 60 \cdot 2{,}5^{0{,}14} = 68{,}2 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

Вычисляется расчетное сопротивление R рассматриваемого искусственного заземлителя, но предварительно находится коэффициент А по формуле, поскольку 0<tотн<0,1

$$A = 0{,}444 - 0{,}84 \cdot t_{отн}, \quad (8.16)$$

$$A = 0{,}444 - 0{,}84 \cdot 0{,}05 = 0{,}402.$$

Тогда:

$$R = A \cdot \frac{\rho_э}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_э}{L_Г + L_В}, \quad (8.17)$$

$$R = R_З = 0{,}402 \cdot \frac{82}{112} + \frac{82}{896 + 450} = 0{,}36 \text{ Ом,}$$

где $\rho_Э$ - расчетное эквивалентное удельное сопротивление грунта, Ом·м;

А - коэффициент;

S - площадь заземляющего устройства, м^2.

$R_1 = R_З$ так как нет естественных заземлителей.

Определяется потенциал заземляющего устройства

$$\phi_{з.у.} = I_З \cdot R_З, \tag{8.18}$$

$$\phi_{з.у.} = 5000 \cdot 0{,}36 = 1800 \text{ В}.$$

Этот потенциал допускается, так как он меньше 10 кВ.
Теперь рассчитывается заземление для напряжения 35 кВ.

$$I_З = \sqrt{3} \cdot U \cdot (35 \cdot l_к + l_в) / 350, \tag{8.19}$$

где $l_к$ - общая длина, подключенной к сети кабельной линии, км;

$l_в$ - общая длина, подключенной к сети воздушной линии, км.

$$I_З = \sqrt{3} \cdot 35 \cdot (35 \cdot 6 + 0{,}09) / 350 = 36{,}39 \text{ А},$$

Длина кабельной линии на подстанции равна 6 км, длина воздушной линии 0,09 км.

$$R_З \le \frac{250}{I_З}, \tag{8.20}$$

$$R_З \le \frac{250}{36{,}39} = 6{,}87 \text{ Ом}.$$

Заземляющее устройство выполняется в виде контура из полосы 4х40 мм, проложенной на глубине 0,7 м.

Питание на собственные нужды подстанция получает от трансформатора 10/0,4 кВ. Сопротивление заземляющего устройства нейтрали трансформатора на стороне 0,4 кВ не должно быть менее 4 Ом.

$$R_З \le 4 \text{ Ом}.$$

$$r_г = \frac{0{,}366 \cdot \rho_{расч}}{l} \lg \frac{2 \cdot l^2}{b \cdot t}, \tag{8.21}$$

где $\rho_{расч} = k_с \cdot \rho = 3 \cdot 150 = 450 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$

$$r_г = \frac{0{,}366 \cdot 450}{460} \lg \frac{2 \cdot 460^2}{40 \cdot 10^{-3} \cdot 0{,}7} = 2{,}63 \text{ Ом}.$$

Предварительно принимая в контуре 20 вертикальных заземлителей, для $a/l=1$ находится коэффициент использования полосы $\eta_г = 0{,}27$, тогда сопротивление полосы в контуре из 20 вертикальных заземлителей

$$R_г = \frac{r_г}{\eta_г}, \tag{8.22}$$

$$R_г = \frac{2{,}63}{0{,}27} = 9{,}74 \text{ Ом}.$$

Необходимое сопротивление вертикальных заземлителей

$$R_в = \frac{R_г \cdot R_з}{R_г - R_з}, \tag{8.23}$$

$$R_в = \frac{9{,}74 \cdot 4}{9{,}74 - 4} = 6{,}79 \text{ Ом}.$$

где $R_{иск} = R_з$, так как естественные заземлители отсутствуют.

Количество вертикальных заземлителей

$$n_в = \frac{r_в}{R_в \cdot \eta_в}. \tag{4.24}$$

$$n_в = \frac{40{,}1}{6{,}79 \cdot 0{,}44} = 13.$$

Если $n_в<20$, условия выполняются и принимается $n_в=13$ электродов.

Где сопротивление одного вертикального заземлителя (стержня 5 м, диаметром 12 мм при $\rho_{расч} = k_с \cdot \rho = 1{,}25 \cdot 150 = 187{,}5 \text{ Ом} \cdot \text{м}$).

$$r_в = \frac{0{,}366 \cdot \rho_{расч}}{l} \cdot (\lg \frac{2 \cdot l}{d} + \frac{1}{2} \cdot \lg \frac{4 \cdot t + l}{4 \cdot t - l}), \tag{8.25}$$

где $\rho_{расч}$ - расчетное удельное сопротивление грунта, Ом·м; l - длина стержня, м; d - диаметр стержня, м; t - глубина заложения, равная расстоянию от поверхности земли до середины заземлителя, м (0,8+5/2=3,3 м).

$$r_в = \frac{0{,}366 \cdot 187{,}5}{5} \cdot (\lg \frac{2 \cdot 5}{12 \cdot 10^{-3}} + \frac{1}{2} \cdot \lg \frac{4 \cdot 3{,}3 + 5}{4 \cdot 3{,}3 - 5}) = 40{,}1 \text{ Ом}.$$

8.3 Обеспечение пожарной безопасности оборудования подстанции

Причины пожаров в электроустановках электрических станций и сетей.

Статистика пожаров показывает, что в электроустановках электрических станций и сетей пожары возникали на следующих объектах:

- пожары на генераторах и синхронных компенсаторах – у генераторов с водородным охлаждением возможно возгорание водорода вследствие его утечки через неисправные уплотнения (подшипников, выводов обмоток статора). У машин с воздушным охлаждением изоляция обмоток статора загорает вследствие их перегрева токами нагрузки или токами междувитковых замыканий (при отказе срабатывания защит);

- пожары в распределительных устройствах могут возникать из-за неосторожного ведения газосварочных или электросварочных работ помещениях и камерах РУ вследствие коротких замыканий, вызванных проникновением в помещение животных и птиц. Пожары происходят в результате взрыва масляных выключателей, отключающая способность которых не соответствует токам короткого замыкания;

- пожары в маслонаполненных трансформаторах и реакторах возможны вследствие выброса масла и при коротких замыканиях внутри трансформатора и несрабатывания газовой защиты;

- пожары в кабельном хозяйстве возможны вследствие загорания и т.д.

Если горящая электроустановка не отключена и находится под напряжением, то тушение ее представляет опасность поражения электрическим током. Как правило, тушить ручными средствами пожар электрооборудования следует при снятом с него напряжении. Если почему-либо снять напряжение невозможно, то допускается тушение электроустановки, находящейся под напряжением, но с соблюдением особых мер электробезопасности, которые предусматриваются в Инструкциях по тушению пожара в электроустановках. Тушение пожаров в помещениях энергообъектов с проникновением в них без снятия напряжения не допускается.

Руководителем тушения пожара до прибытия первого пожарного подразделения является старший по смене энергетического объекта – начальник смены, дежурный инженер, диспетчер электросетей, дежурный по подстанции. Отключение присоединений, на которых горит электрооборудование, может производиться дежурным без предварительного разрешения вышестоящего оперативного персонала, но с последующим уведомлением.

При тушении пожара люди должны быть обеспечены средствами защиты органов дыхания, а наступление на огонь должно осуществляться с наветренной стороны.

Большинство средств тушения не является универсальными, т.е. приемлемыми для тушения любых пожаров. Эффективное пожаротушение достигается при применении порошковыхогнетушащих, а также твердотопливные аэрозоле образующие составы.

1) Порошковые огнетушащие составы

Огнетушащие порошки представляют собой мелко измельченные

минеральные соли с различными добавками, препятствующими их слеживанию и компонованию. Основой для огнетушащих порошков являются фосфорно-аммонийные соли (моло-, диаммонийфосфаты, аммофос), карбонат и бикарбонат натрия, хлорид калия и др.).

Механизм огнетушащего действия в основном заключается в ингибировании горения в результате связывания активных центров цепных реакций, протекающих в пламени. Происходит либо гетерогенная рекомендация этих центров на поверхности частицы, либо гомогенныевзаимодействия газообразных продуктов возгонки порошков с активными центрами.

Порошки хранят в специальных упаковках, предохраняющих их от увлажнения, и подают в очаг горения сжатыми газами. Порошки нетоксичны, малоагрессивны, сравнительно дешевы, удобны в обращении.

2) Твердотопливные аэрозолеобразующие составы.

Твердотопливные аэрозолеобразующие огнетушащие составы (ТАОС) относятся к качественно новому типу комбинированных, экологически безопасных средств газопорошкового пожаротушения.

Основой ТАОС служит окислительно-восстановительная система специально подобранных химически стабильных в исходном состоянии веществ. При кратковременном воздействии внешнего высокотемпературного источника тепла (электродвигателя, электроспирали и др.) инициируется реакция состава ТАОС, в результате которой образуется и одновременно подается в защищаемый объем огнетушащая смесь газов (азот, углекислый газ) и твердых частиц микронных размеров.

Огнетушащие заряды ТАОС на практике применяются в специальных устройствах – генераторах огнетушащего аэрозоля, являющихся основными и единовременными исполнительными элементами установок пожаротушения нового типа.

В связи с тем, что на подстанции существует опасность пожаров используют следующие средства пожаротушения:

1 Ручные:

1.1 огнетушители химической пены;

1.2 огнетушитель пенный;

1.3 огнетушитель порошковый;

1.4 огнетушитель углекислотный, бромэтиловый.

2 Противопожарные системы:

1.5 система водоснабжения;

1.6 пеногенератор.

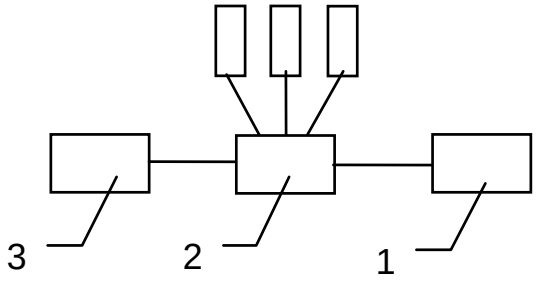
3 Системы автоматического пожаротушения с использованием средств автоматической сигнализации:

3.1 пожарный извещатель (тепловой, световой, дымовой, радиационный).

4 Система пожаротушения ручного действия (кнопочный извещатель).

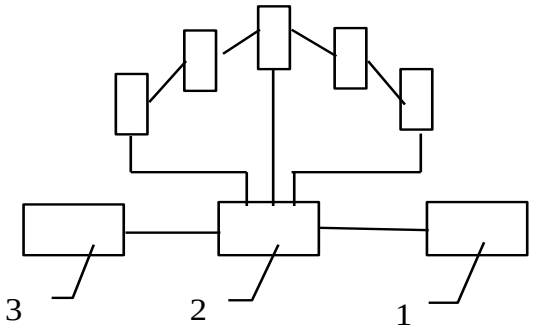
Для осуществления тушения загорания водой в системе автоматического пожаротушения используются устройства спринклеры и дренчеры. Их недостаток - распыление происходит на площади до 15 м^2.

Способ соединения датчиков в системе электро- пожарной сигнализации с приемной станцией м.б., - параллельным (лучевым); - последовательным (шлейфным).



Лучевая

1 - стационарная система питания;
2 - приемная станция;
3 - аккумулятор



Шлейфная

Рисунок 4.5 - Способы соединения датчиков

Преимуществами шлейфной системы являются:

1 Сравнительно небольшая стоимость устройства линий, так как требуется по сравнению с лучевой системой меньшее количество провода и меньший объем работ по прокладке линий.

2 Возможность автоматического извещения на приемном аппарате о всех неисправинстях, имеющих место в систем сигнализации.

3 Возможность установит место возникновения пожара < помощью самопишущего при бора, который записывает ленте номер извещателя, подавшего сигнал.

Наряду с преимуществами шлейфная система сигнализации имеет следующие недостатки:

1 Высокая стоимость приемного аппарата и работ по заземлению извещателей.

2 При включении в шлейф одного телеграфного аппарата можно одновременно принять по одному шлейфу лишь один сигнал о пожаре.

3 Сравнительная сложность конструкции извещателей.

Учитывая положительные и отрицательные стороны шлейфной системы электрической пожарной сигнализации, последняя может быть рекомендована для крупных промышленных предприятий.

Заключение

Инженерно-технические расчеты, проведенные в дипломной работе, соответствуют предъявляемым требованиям проектирования энергетических объектов. Расчеты показали значительный рост электрических нагрузок (до 3066 кВА) на рассматриваемой трансформаторной подстанции. В целях повышения надежности работы подстанции рекомендовано установить дополнительно 1 трансформатор мощностью 2500 кВА.

Учитывая повышенные требования к надежности электроснабжения, рекомендовано устанавливать на магистральных линиях электропередачи ВЛ-10 кВ сталеалюминиевые провода сечением не менее 70 мм^2, а на отпайках – не менее 35 мм^2 .

В последнее время электротехнический рынок Казахстана заполнен современными аппаратами и электрооборудованием повышенной эксплуатационной надежности. Поэтому в работе рекомендовано вместо масляных выключателей на РУ-10 кВ применять вакуумные выключатели, которые обладают высокой надежностью, не требуют значительных затрат на ремонт и обслуживание и исключают затраты на покупку достаточно дорогого трансформаторного масла.

Принятая схема электроснабжения ПС, выбранное силовое оборудование, предложенные схемы релейной защиты и автоматики позволяют повысить надежность электроснабжения потребителей.

Технико-экономические расчеты показали высокую рентабельность проектируемой трансформаторной подстанции, которая составляет более 18%.

Выбранный на основе расчета контур заземления ПС и другие меры по электробезопасности надежно защищают обслуживающий персонал от поражения электрическим током.

Список литературы

1 Рожкова Л. Д., Козулин В. С. Электрооборудование станций и подстанции. М.: Энергоатомиздат, 1987. – 562 с.

2 Балаков Ю.Н., Мисриханов М.Ш., Шунтов А.В. Проектирование схем электроустановок: Учебное пособие для вузов. – 2-е изд., стереот. – М.: Издательский дом МЭИ, 2006. – 288 с., ил.

3 Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учебное пособие для вузов – М.: Энергоатомиздат, 1989.-608с.: ил.

4 Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Республики Казахстан. -А.: МЭиМР РК, 2002. – 222 с.

5 Гук. Ю. Б., Кантан. В. В., Петров. С. С. Проектирование электрической части станций и подстанций. Л: Энергоатомиздат, 1985,

6 Долин П. А. Основы техники безопасности в электроустановках. Учебное пособие для вузов, М: Энергия, 1979. – 452 с.

7 Долин П. А. Справочник по технике безопасности. /6-е изд., перераб. и доп./ - М.: Энергоатомиздат, 1985. – 834 с.

8 Крючков И.П. и др. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. Учеб.пособие для электроэнергетических специальностей вузов/Крючков И.П., Кувшинский Н.Н., Неклепаев Б.Н.; Под редакцией Б.Н.Неклепаева – 3-е изд., перераб. И доп. – М.: Энергия, 1978. – 456 с.

9 Фирменный стандарт «Работы учебные» общие требования к построению, изложению, оформлению и содержанию. Разработан и внесен кафедрой АУЭС. 01.04.09.год.

10 Георгиев Ю. Ф., Яхьяев. Э. А. Единые правила графического оформления студенческих работ. Методические указания к выполнению семестровых заданий, курсовых работ и дипломных проектов. Часть 1и 2, А., 1993.

11 Электрическая часть станций и подстанций: Учеб. для вузов/А.А. Васильев, И.П. Крючков, 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576с.: ил.

12 Е. В. Аметистов Основы современной энергетики - Москва.: «МЭИ», 2004

13 Инвестиционное проектирование: практическое руководство по экономическому обоснованию инвестиционных проектов. Под редакцией Шумилина СИ. М.: Финстатинформ, 1995. -234 с.

14 Баканов М.И., Шеремет А.Д. Теория экономического анализа. - М.: Финансы и статистика, 1998

15 Идрисов А.Б. Планирование и анализ инвестиционных проектов. - М., 1994.

16 А.А. Жакупов: «Организация и планирование производства, управление предприятием.» Методические указания к выполнению курсовой работы Алматы 2004г.

17 А.А. Жакупов, Р.С. Хижняк.: Методические указания по выполнению расчетно-графической работы на тему: «Определение основных технико-экономических показателей деятельности энергокомпаний в условиях рынка», Алматы 2008 г.